

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2019-164

R-4041-2018

2 décembre 2019

Phase 1

PRÉSENTS :

Lise Duquette
François Émond
Esther Falardeau
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond et sur les frais des intervenants

Demande relative au programme GDP Affaires

Demanderesse :

Hydro-Québec

représentée par M^e Éric Fraser et M^e Simon Turmel.

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO)

représentée par M^e Steve Cadrin;

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ)

représentée par M^e Denis Falardeau;

Association des stations de ski du Québec (ASSQ)

représentée par M^e Marie-Annick Tourillon;

Association Hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ)

représenté par M^e Steve Cadrin;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ)

représenté par M^e Pierre Pelletier;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI)

représentée par M^e André Turmel;

Groupe d'actions et de recommandations pour un meilleur environnement (anciennement Groupe de recherche appliquée en macroécologie) (GRAME)

représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ)

représenté par M^e Franklin S. Gertler;

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)

représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard;

Stratégies énergétiques (SÉ)

représentée par M^e Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC)

représentée par M^e Hélène Sicard.

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	7
2. LA DEMANDE	9
2.1 Contexte	9
2.2 Le Programme.....	12
3. POSITION DU DISTRIBUTEUR	13
3.1 Nature juridique	13
3.2 Justification de la prise en compte des coûts évités de fourniture en puissance de long terme	17
3.3 Justification de la prise en compte des coûts évités de transport et de distribution	18
3.4 Rentabilité du Programme	19
3.5 Justification de l'appui financier.....	28
3.6 Méthode proposée pour mesurer l'effacement réel des participants lors des événements de GDP	31
4. POSITION DES INTERVENANTS	33
4.1 ACEFO.....	33
4.2 ACEFQ.....	34
4.3 AHQ-ARQ	36
4.4 AQCIE-CIFQ	37
4.5 ASSQ	39
4.6 FCEI	40
4.7 GRAME	43

4.8	RNCREQ	44
4.9	ROEÉ	46
4.10	SÉ	46
4.11	UC	47
5.	OPINION DE LA RÉGIE.....	51
5.1	Nature juridique du Programme.....	51
5.2	Rentabilité du Programme	60
5.3	Optimisation de l'appui financier	65
5.4	Modalités du Programme	75
5.5	Rémunération des dépassements de la puissance effacée par rapport à la déclaration en début d'hiver.....	78
5.6	Méthode de détermination du MAFM en cas d'absence d'appel à la GDP	79
6.	FRAIS DES INTERVENANTS.....	80
	DISPOSITIF	81
	LISTE DES ACRONYMES	85

1. INTRODUCTION

[1] Le 22 mai 2018, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur), dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 31 (5°) de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande (la Demande) relative au programme GDP Affaires (le Programme) conformément à l'ordonnance contenue au paragraphe 269 de la décision D-2018-025², afin d'en déterminer la rentabilité et d'en clarifier la nature juridique.

[2] Le 5 juin 2018, la Régie rend sa décision D-2018-065³ par laquelle elle donne des instructions préliminaires sur la procédure d'examen de la Demande. Elle demande aussi au Distributeur de compléter sa preuve, en fournissant les informations requises permettant l'évaluation de la rentabilité du Programme ainsi que l'appréciation de sa nature juridique et fixe la tenue d'une rencontre préparatoire.

[3] Le 11 juin 2018, 10 intervenants au dossier R-4011-2017 annoncent leur intention de participer au présent dossier, soit l'ACEFO, l'ACEFQ, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, la FCEI, le GRAME, le RNCREQ, le ROEÉ, SÉ et l'UC.

[4] Les 6 et 11 juin 2018, l'ASSQ manifeste son intention de comparaître à titre d'intervenante au dossier.

[5] Le 12 juin 2018, la Régie tient une rencontre préparatoire au cours de laquelle l'ASSQ comparaît. La Régie présente sa demande de complément de preuve, dépose une demande d'information supplémentaire⁴ et valide auprès des représentants du Distributeur leur compréhension de la demande de complément de preuve. Les participants font leurs représentations sur le traitement procédural du dossier et les éléments de preuve complémentaire qu'ils considèrent utiles.

[6] Le 15 juin 2018, le Distributeur dépose son complément de preuve.

¹ [RLRQ, c. R-6.01](#).

² Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#).

³ Décision [D-2018-065](#).

⁴ Pièce [A-0004](#).

[7] Le 21 juin 2018, la Régie rend sa décision D-2018-076⁵ par laquelle elle traite des interventions, du déroulement du dossier et du calendrier, en plus de requérir du Distributeur un complément de preuve additionnel.

[8] Le 27 juin 2018, le Distributeur dépose un nouveau complément de preuve au dossier.

[9] Du 6 juin au 10 octobre 2018, plus d'une soixantaine d'observateurs qui sont, pour la plupart, des participants au Programme, déposent leurs commentaires à la Régie.

[10] Les 8 et 9 août 2018, la Régie tient une audience sur les contestations de certains intervenants aux réponses du Distributeur aux demandes de renseignements (DDR) ainsi que sur la possibilité qu'une ordonnance de sauvegarde puisse être émise dans le présent dossier. Les réponses aux engagements souscrits par le Distributeur lors de l'audience sont toutes déposées avant le 14 août 2018.

[11] Le 10 août 2018, SÉ dépose une correspondance demandant à la Régie d'inviter le Distributeur à rectifier certaines informations contenues à la pièce B-0015⁶.

[12] Entre les 20 et 22 août 2018, l'ensemble des intervenants déposent leurs mémoires.

[13] Le 22 août 2018, la Régie rend une ordonnance de sauvegarde⁷ pour l'hiver 2018-2019 afin de permettre la prolongation du Programme.

[14] Le 30 août 2018, la Régie dépose ses DDR à l'ACEFO, l'ASSQ, la FCEI et le RNCREQ qui y répondent entre les 6 et 11 septembre 2018.

[15] Le 7 septembre 2018, la Régie soumet sa DDR n° 3 au Distributeur qui y répond le 21 septembre 2018.

⁵ Décision [D-2018-076](#).

⁶ Pièce [B-0015](#).

⁷ Décision [D-2018-113](#).

[16] Les 1^{er}, 2 et 3 octobre 2018, la Régie tient une audience. L'ensemble des réponses aux engagements souscrits par le Distributeur lors de l'audience sont déposées avant le 9 octobre 2018.

[17] Les 9 et 10 octobre 2018, le Distributeur et les intervenants déposent leur argumentation écrite. Le Distributeur dépose sa réplique le 16 octobre 2018. La Régie entame alors son délibéré.

[18] Entre les 22 octobre et 16 novembre 2018, les intervenants déposent leurs demandes de paiement de frais.

[19] Le 10 décembre 2018, le Distributeur émet ses commentaires sur les demandes de paiement de frais. Les 12 et 13 décembre 2018, certains intervenants répliquent à ces commentaires. Une facture révisée de la FCEI est reçue le 29 janvier 2019.

[20] Le 1^{er} août 2019, la Régie rend une seconde ordonnance de sauvegarde par sa décision D-2019-092⁸ et prolonge ainsi le Programme pour l'hiver 2019-2020. Elle octroie également le paiement de frais intérimaires.

[21] La présente décision porte sur le fond de la Demande et sur les demandes de paiement de frais des intervenants.

2. LA DEMANDE

2.1 CONTEXTE

[22] Dans le cadre du dossier tarifaire R-3933-2015⁹, le Distributeur annonçait le lancement d'un projet-pilote de gestion de la demande en puissance (GDP) visant le marché commercial et institutionnel pour l'hiver 2015-2016. L'objectif d'une telle initiative était de mettre l'accent sur les projets de GDP afin de combler des besoins en puissance de long terme, lesquels sont récurrents depuis plusieurs années.

⁸ Décision [D-2019-092](#).

⁹ Dossier R-3933-2015, pièce [B-0042](#), p. 19.

[23] À l'issue du dossier tarifaire 2018, dans sa décision D-2018-025¹⁰, la Régie émettait certaines interrogations relatives au Programme et demandait au Distributeur de déposer un dossier distinct visant à clarifier sa nature juridique et à déterminer sa rentabilité :

« [264] Par ailleurs, la nature juridique exacte du programme est floue en raison du traitement qu'en fait le Distributeur. En effet, ce dernier souligne qu'il s'agit d'un programme pour la gestion de puissance et l'inscrit dans les mesures d'efficacité énergétique. Toutefois, il dépose les informations et gère les aides financières du programme comme s'il s'agissait d'un coût d'approvisionnement.

[265] S'il s'agit d'un programme d'efficacité énergétique, les dépenses faites ne doivent pas être considérées comme un moyen d'approvisionnement. Si, dans les faits, il s'agit plutôt d'un approvisionnement postpatrimonial de long terme, un appel d'offres doit être lancé en vertu de l'article 74.2 de la Loi.

[266] En l'absence d'études économiques, la Régie estime qu'elle ne peut statuer sur la rentabilité du programme « GDP Affaires », sur son caractère structurant et sur sa capacité effective à contribuer au report d'un appel d'offre en puissance. Les motifs fournis par le Distributeur pour justifier l'utilisation des coûts évités de long terme pour la rentabilité de ce programme ne convainquent pas la Régie. en l'absence d'un engagement à long terme de la part des participants.

[267] Compte tenu de ce qui précède, la Régie retient les recommandations des intervenants et plafonne la contribution du programme « GDP Affaires » à 230 MW pour l'hiver 2017-2018, soit la contribution demandée par le Distributeur dans sa preuve initiale. De ce fait, pour les aides financières à être versées aux participants pour l'année témoin 2018, la Régie autorise un budget de 16,1 M\$, en baisse de 2,4 M\$ par rapport au budget demandé de 18,5 M\$.

[268] La Régie ordonne également au Distributeur de comptabiliser de manière distincte les sommes du programme « GDP Affaires » et de les mettre dans un CER. Ce compte devrait contenir toutes les sommes liées au programme « GDP Affaires », incluant les charges d'exploitation.

[269] La Régie ordonne également au Distributeur de déposer un dossier distinct sur le programme « GDP Affaires » en 2018 afin d'en déterminer la rentabilité à l'aide de coûts marginaux qui sont représentatifs des réalités du programme. Cet examen devrait permettre également de clarifier sa nature juridique.

¹⁰ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 77 et 78.

[270] *La Régie approuve, telle qu'ajustée lors de l'audience ainsi qu'en regard des éléments décisionnels de la présente décision, la stratégie d'approvisionnement en énergie et en puissance du Distributeur pour l'année témoin 2018* ». [les notes de bas de page ont été omises]

[nous soulignons]

[24] Dans sa décision D-2018-076¹¹, à la suite du dépôt de la Demande dans le présent dossier, la Régie précise les informations requises pour son examen, notamment au niveau de l'impact en puissance du Programme et son inclusion au bilan de puissance du Distributeur, selon les exigences du *Northeast Power Coordinating Council Inc. (NPCC)*, compte tenu du fait que les participants n'ont pas l'obligation de s'effacer à la demande du Distributeur.

[25] La Régie demande également au Distributeur de distinguer l'impact du Programme, avec et sans recours à la substitution par des combustibles fossiles. Elle lui demande également d'évaluer ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres options, comme un appel d'offres de gestion de la demande à la source, ou encore, en structurant le Programme comme une option tarifaire d'électricité interruptible combinée à un programme d'efficacité énergétique visant l'implantation initiale d'un système de GDP chez les participants.

[26] Dans sa décision D-2018-113¹², la Régie indique qu'elle examine le Programme afin d'en déterminer la rentabilité et la nature juridique, dans la perspective d'une utilisation à long terme. La prolongation du Programme pour l'hiver 2018-2019, en attendant la décision finale, apparaît alors à la Régie comme la solution appropriée et la meilleure conciliation des intérêts du Distributeur, des participants au Programme et des consommateurs en général. Ainsi, par prudence, la Régie juge qu'il est opportun et dans l'intérêt public de rendre une ordonnance de sauvegarde en vertu de l'article 34 de la Loi.

[27] La Régie ordonne également au Distributeur de limiter la participation au Programme pour l'hiver 2018-2019 aux participants y ayant été déclarés admissibles à l'hiver 2017-2018¹³. Elle ordonne également une modification au Guide du participant pour

¹¹ Décision [D-2018-076](#), p. 6 et 7.

¹² Décision [D-2018-113](#), p. 11.

¹³ Décision [D-2018-113](#), p. 12.

l'hiver 2018-2019 afin que le Distributeur n'ait pas à octroyer d'appui financier aux participants dont l'effacement dépasserait celui de l'année précédente¹⁴.

[28] Dans sa décision D-2019-092¹⁵, la Régie rend une seconde ordonnance de sauvegarde en prenant en considération les réponses fournies par le Distributeur lors de l'examen du dossier et retire les limites qu'elle avait imposées dans sa décision D-2018-113¹⁶ quant à la participation au Programme et au montant de l'appui financier octroyé.

2.2 LE PROGRAMME

[29] Le Programme vise à inciter les clients des marchés commercial et institutionnel ainsi que les petites et moyennes entreprises industrielles à réduire la demande de puissance de leurs bâtiments pendant les périodes de pointe hivernales du Distributeur. En contrepartie, ce dernier verse à ces clients un appui financier proportionnel à la réduction de puissance effectuée pendant ces périodes. La rémunération des participants est tributaire de la puissance ainsi rendue disponible, soit de 70 \$/kW. Toutefois, si un client ne contribue pas à réduire sa demande de puissance pour un compteur à la suite de deux avis à cet effet, le Distributeur se réserve le droit de ne pas lui verser d'appui financier relativement à ce compteur.

[30] Les clients admissibles au Programme sont ceux ayant un compteur communicant et dont le contrat de service d'électricité est assujéti aux tarifs DP, DM, G, G9, M ou LG. Un client est accepté uniquement si la réduction de puissance estimée est d'au moins 200 kW.

[31] La demande de participation au Programme peut être faite par un client, son mandataire ou un agrégateur bénéficiant d'une entente avec un client. Un agrégateur est une entreprise établie au Québec qui regroupe les projets de GDP de ses clients pour présenter un projet intégré au Distributeur.

[32] Le nombre maximal d'heures par période de pointe visée par le Programme est de 100 heures par hiver. Il faut noter que la réduction de puissance se calcule par compteur et qu'un projet soumis par un client ou un agrégateur peut inclure plusieurs compteurs.

¹⁴ Décision [D-2018-113](#), p. 14.

¹⁵ Décision [D-2019-092](#), p. 7 à 9.

¹⁶ Décision [D-2018-113](#), p. 12.

[33] Parmi les caractéristiques du Programme, il faut noter les suivantes :

- comme l'option d'électricité interruptible (OÉI), le GDP vise une réduction volontaire des appels de puissance des clients en période de pointe;
- la flexibilité du Programme est importante;
- les agrégateurs jouent un rôle dans le succès du Programme en captant des quantités de puissance de moindre importance et en les combinant;
- l'appui financier est uniforme, indifféremment des moyens employés par les clients pour réduire leur demande en puissance¹⁷;
- la calibration de l'appui financier doit servir à compenser les coûts directs et indirects de même que les inconvénients subis par les participants au Programme¹⁸.

[34] Le Programme est conçu pour s'insérer de façon complémentaire dans l'ensemble des moyens de gestion des besoins de puissance à la pointe, présentant des modalités et visant des clientèles distinctes¹⁹. Pour le Distributeur, l'objectif principal du Programme est de s'assurer d'un équilibre offre-demande dans son bilan en puissance et du respect du critère de fiabilité de son réseau²⁰.

3. POSITION DU DISTRIBUTEUR

3.1 NATURE JURIDIQUE

[35] Selon le Distributeur, le Programme, tel que présenté dans le présent dossier et suivant ses caractéristiques, constitue un programme d'efficacité énergétique. Il rappelle avoir fait le choix, dès son lancement, de le présenter comme un programme d'efficacité énergétique, conformément à l'article 49 de la Loi. Il souligne que cette décision a été dictée par les avantages qu'offre le format d'un tel programme en comparaison avec d'autres

¹⁷ Pièce [B-0054](#), par. 39 et 40.

¹⁸ Pièce [B-0054](#), par. 48.

¹⁹ Pièce [B-0054](#), par. 16.

²⁰ Pièce [B-0054](#), par. 17.

approches et est d'avis qu'il s'agit d'une décision cohérente avec son approche en matière d'efficacité énergétique depuis plusieurs années.

[36] Après avoir initialement présenté le Programme comme un programme commercial, visant à combler des besoins d'approvisionnement en puissance²¹, le Distributeur confirme le présenter comme un programme en efficacité énergétique sous l'article 49 de la Loi, de la même façon qu'il a présenté, au fil des années, les différents programmes en efficacité énergétique suivant l'article 49 de la Loi, depuis la décision D-2003-110²² qui faisait ressortir les caractéristiques de tels programmes.

[37] Selon lui, bien que la Loi ne prévoit pas de définition de l'efficacité énergétique, la Régie, dans sa décision D-2003-110, a précisé que les mesures visant cet objectif doivent être présentées suivant l'article 49 de la Loi. Il fait valoir que dans la même décision, la Régie aurait fait ressortir certains éléments pouvant caractériser un programme en efficacité énergétique²³ :

« Un tel plan vise une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles, de laquelle résulte une baisse des ventes. Il se caractérise par l'instauration de mesures propres à inciter la clientèle à une gestion optimale de sa consommation d'énergie. Cette incitation se traduit par des mesures de nature administrative, commerciale et financière dont le coût est partagé entre la clientèle et le Distributeur ».

[38] Le Distributeur soumet que les interventions en efficacité énergétique (IEÉ) comportent trois volets :

- l'utilisation de la source énergétique la mieux adaptée selon l'usage;
- des économies d'énergie (utiliser le moins d'énergie pour le même service);
- la gestion de la consommation afin de favoriser l'utilisation stratégique de l'énergie dans le temps.

²¹ Pièce [B-0004](#).

²² Dossier R-3473-2001, décision [D-2003-110](#).

²³ Pièce [B-0054](#), par. 115.

[39] Le Distributeur est d'avis que le Programme s'inscrit véritablement dans cette vision de l'efficacité énergétique en trois volets, puisque l'objectif du Programme est ultimement la réduction des besoins en pointe que doit alimenter le Distributeur et permettre le report du lancement d'un appel d'offres de long terme en puissance²⁴. Il affirme que cette réduction découle forcément d'une baisse de la demande en électricité des clients participants durant les périodes où le Programme est utilisé, peu importe que la baisse soit le fruit d'un effacement ou du recours à une autre forme d'énergie. Selon lui, la gestion de la consommation implique l'utilisation de l'électricité au meilleur moment, soit une optimisation des sources d'énergie et le Programme cadre donc avec l'efficacité énergétique.

[40] Par ailleurs, le Distributeur soutient que le Programme ne peut être qualifié d'approvisionnement et qu'il ne peut être soumis à l'article 74.1 de la Loi, puisqu'il considère déterminant que les participants au Programme ne répondent pas à un appel d'offres mais qu'ils s'inscrivent au Programme.

[41] De plus, le Distributeur fait valoir que le Programme ne correspond pas à un contrat d'approvisionnement, au sens de l'article 2 de la Loi. Il soumet, notamment, que les participants au Programme ne respectent pas la définition de fournisseur d'électricité, qu'ils ne sont pas des producteurs ou négociants d'électricité et qu'il ne s'agit donc pas d'une fourniture d'électricité.

[42] Le Distributeur déduit notamment du mode d'inscription des participants au Programme que ce dernier constitue plutôt une mesure d'efficacité énergétique, au sens de l'article 72 de la Loi.

[43] Le Distributeur ajoute également que les participants ne peuvent être considérés comme des promoteurs d'efficacité énergétique au sens de l'article 74.1 de la Loi. Ainsi, la présomption créée à l'alinéa 5 de cet article à l'effet que le promoteur d'un projet d'efficacité est considéré comme un fournisseur d'électricité s'applique uniquement aux fins de la participation à un appel d'offres, si tant est qu'un appel est lancé. Selon lui, puisqu'il ne fait que permettre la participation des projets d'efficacité énergétique aux appels d'offres, le cinquième alinéa de l'article 74.1 ne peut constituer le fondement de la qualification juridique de ses programmes d'efficacité énergétique²⁵.

²⁴ Pièce [B-0038](#), p. 31 et 32, réponse à la question 7.1.

²⁵ Pièce [B-0058](#), par. 116 à 119.

[44] Le Distributeur est également d'avis que le Programme n'est pas un programme commercial au sens de l'article 74 de la Loi²⁶. En reprenant les propos incidents tenus par la Régie dans une décision procédurale rendue dans le dossier R-4000-2017²⁷, il affirme que l'objectif recherché par le Programme n'est manifestement pas d'« *acquérir des parts de marché supplémentaires* » et, qu'en ce sens, il ne peut s'agir d'un programme commercial au sens où la Régie l'entendait.

[45] Le Distributeur rappelle qu'il n'a pas retenu la présentation du Programme comme un tarif ou une option tarifaire et identifie plusieurs motifs en ce sens.

[46] Le Distributeur précise qu'il n'a pas présenté le Programme sous la forme d'un tarif, puisqu'il considère que le Programme s'inscrit dans un cadre plus large que la relation contractuelle entre lui et son client, par l'ajout d'un acteur clé au Programme, l'agrégateur. La modélisation du Programme accorde une place déterminante au rôle des agrégateurs et le Distributeur insiste sur l'importance que jouent ces derniers pour le succès du Programme. Sans la contribution de ces derniers, le Distributeur affirme qu'il aurait pu envisager de présenter un tarif plutôt qu'un programme.

[47] Étant donné que l'agrégateur n'est pas assujéti aux textes tarifaires, le Distributeur considère qu'il serait juridiquement impossible d'encadrer sa relation d'affaires avec lui au moyen des textes de tarifs, l'agrégateur n'étant pas partie au Programme à titre de client ou de titulaire d'abonnement, tel que défini par les *Tarifs d'électricité*²⁸.

[48] Le Distributeur rappelle que le Programme fournit un appui financier au client. Ainsi, tel qu'il appert plus amplement à la section 3.5 du Guide du participant, le client, à la fin de l'hiver, doit faire parvenir une facture au Distributeur contenant l'ensemble des renseignements prévus par la réglementation fiscale. Par la suite, le Distributeur verse l'appui financier consenti. Le traitement de l'appui financier est donc totalement indépendant de la facturation pour l'électricité consommée, ce qui a pour conséquence qu'il ne peut être considéré comme un tarif de gestion de la consommation.

²⁶ Pièce [B-0054](#), par. 121 à 123.

²⁷ Décision [D-2017-058](#).

²⁸ Pièce [B-0054](#), par. 104 et 105.

[49] Le Distributeur conclut donc que si la notion d'option tarifaire était retenue, plusieurs ajustements devraient être apportés aux *Conditions de service* ainsi qu'au système de facturation²⁹.

3.2 JUSTIFICATION DE LA PRISE EN COMPTE DES COÛTS ÉVITÉS DE FOURNITURE EN PUISSANCE DE LONG TERME

[50] L'objectif du Programme est de retarder ou même de reporter un appel d'offres de long terme pour de la puissance.

[51] Selon le Distributeur, sans la contribution des programmes de GDP, il devrait devancer des approvisionnements de long terme pour répondre à des besoins dès l'hiver 2020-2021, car la contribution des transactions de court terme ne serait plus suffisante pour équilibrer le bilan et respecter le critère de fiabilité. Il souligne toutefois que cette stratégie a ses limites, compte tenu des délais requis pour lancer un appel d'offres de long terme³⁰.

[52] Le Distributeur soutient que lorsqu'il est question de « *déterminer la rentabilité à l'aide de coûts marginaux qui sont représentatifs des réalités du programme* », il faut impérativement considérer que le coût évité en puissance vise à repousser le lancement d'un appel d'offres de long terme en puissance. Par conséquent, il utilise le coût marginal associé à un approvisionnement de long terme.

[53] Dans le contexte actuel, l'utilisation des coûts évités de court terme serait inappropriée, compte tenu des caractéristiques du Programme et de son caractère structurant. Par ailleurs, le fait de considérer le coût évité de la puissance pour des approvisionnements de marché (*Unforced Capacity (UCAP)*) n'est pas non plus pertinent, puisqu'il ne reflète pas le besoin persistant du Distributeur.

²⁹ Pièce [A-0041](#), p.137.

³⁰ Pièce [B-0004](#), p. 7 et 8.

3.3 JUSTIFICATION DE LA PRISE EN COMPTE DES COÛTS ÉVITÉS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

[54] Au soutien de l'inclusion des coûts évités de transport et de distribution dans l'analyse de rentabilité du Programme, le Distributeur indique :

« Puisque toute réduction de l'appel de puissance de l'ensemble des participants au Programme contribue aux efforts de réduction de l'appel de puissance de l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec, les coûts évités de fourniture, de transport et de distribution ont été pris en compte »³¹.

[55] Interrogé sur les raisons qui lui permettent de considérer les coûts évités de transport et de distribution et de les appliquer à tous les kW d'effacement potentiel en lien avec le Programme et non seulement à une portion, le Distributeur répond :

« Le Programme est offert à l'ensemble de la clientèle visée sur tout le territoire. L'objectif du Programme est de permettre au Distributeur d'inscrire à son bilan en puissance suffisamment de MW de façon à repousser un appel d'offres de long terme. Le Programme est ainsi calibré sur le coût évité de fourniture. Le Distributeur inclut les coûts évités en transport et distribution dans ses tests de rentabilité, puisqu'en toute logique économique, tout kW réduit à la pointe est susceptible de retarder des investissements sur les réseaux de transport et de distribution »³².

« Toute réduction de puissance générée par le Programme pourrait permettre de réduire la pression sur les besoins d'investissement dans les réseaux de transport et de distribution, à moyen ou long termes. Il est donc justifié d'appliquer les coûts évités de transport et de distribution à toute cette puissance.

Comme invoqué à l'extrait cité au préambule (viii), et comme le Distributeur le rappelle en réponse à la question 2.1, seuls les investissements liés à la croissance de la demande sont utilisés aux fins de la détermination des coûts évités de transport et de distribution »³³. [nous soulignons]

³¹ Pièce [B-0004](#), p. 15.

³² Pièce [B-0025](#), p. 17 et 18.

³³ Pièce [B-0038](#), p. 8.

[56] Invité en audience à justifier l'inclusion des coûts évités de distribution pour chaque mégawatt épargné grâce au Programme, le Distributeur répond notamment que :

« [...] si le coût évité est associé à la pointe coïncidente alors que la pointe de la puissance souscrite peut être non coïncidente [...] effectivement, le client peut avoir une puissance souscrite qui n'a pas bougé. Mais il peut s'être effacé au moment de la pointe. Donc, on va aller chercher des investissements évités sur le réseau, que ce soit le réseau de distribution ou le réseau de transport. Donc, il va contribuer à la diminution de la croissance de la charge. Et de ce fait, on peut lui créditer ou lui imputer des coûts évités en transport et en distribution »³⁴.

« Le programme permet aussi d'éviter les coûts... les coûts marginaux de transport et de distribution, dans la mesure où il permet un effacement chez le client, donc peut se refléter dans toute la planification du réseau de transport et de distribution et viendrait donc éviter des coûts de transport à la marge, donc des coûts à venir en transport et en distribution »³⁵. [nous soulignons]

3.4 RENTABILITÉ DU PROGRAMME

[57] Dans sa preuve initiale, pour illustrer la rentabilité du Programme, le Distributeur a recours au test de neutralité tarifaire (TNT), au test du coût total en ressources (TCTR) ainsi qu'au test du participant (TP). Ces trois tests économiques reposent sur les calculs de la valeur actuelle nette (VAN) des différents flux monétaires pour l'horizon de temps étudié. Dans cette preuve initiale, l'analyse de la rentabilité du Programme est exprimée sur une base unitaire, c'est-à-dire pour 1 kW et une année de participation au Programme, soit la période d'engagement associée à l'appui financier versé.

[58] Les principaux paramètres de même que les résultats de l'analyse économique sont présentés aux tableaux 1 et 2 qui suivent.

³⁴ Pièce [A-0015](#), p. 99.

³⁵ Pièce [A-0037](#), p. 24.

TABLEAU 1
PRINCIPAUX PARAMÈTRES DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

Ajout de puissance en 2018	1 kW
Coûts évités de puissance, fourniture, transport et distribution (1)	Coût évité puissance fourniture : 110,28 \$/kW-an (\$2017) Coût évité puissance transport charge locale : 49,09 \$/kW-an (\$2017) Coût évité puissance distribution : 17,77 \$/kW-an (\$2017)
Appui financier par kW réduit (2)	70,00 \$
Coût pour le client par kW réduit (3)	10,50 \$

Source : Pièce [B-0004](#), p. 15, tableau 4.

TABLEAU 2
RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

TCTR [(1)-(2)+(2)-(3)]	166,64 \$
TP [(2)-(3)]	59,50 \$
TNT [(1)-(2)]	107,14 \$

Source : Pièce [B-0004](#), p. 15, tableau 5.

[59] En ce qui a trait aux coûts évités de fourniture, de transport et de distribution, le Distributeur justifie leur prise en compte par le fait que toute réduction de l'appel de puissance de l'ensemble des participants au Programme contribue aux efforts de réduction de l'appel de puissance de l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec³⁶. Il est également à noter que, nonobstant les changements dans le choix des coûts évités de fourniture en puissance, tous les scénarios d'analyse de rentabilité qui suivent prennent en compte les coûts évités en transport et distribution.

³⁶ Pièce [A-0004](#), p. 15.

[60] En complément de preuve³⁷, le Distributeur présente les résultats des tests économiques en faisant varier l'horizon d'examen ou la quantité de puissance réduite.

TABLEAU 3
SCÉNARIO - RÉDUCTION DE 5 kW PENDANT UN AN

TCTR	(1)-(2)+(2)-(3)	833,20
TP	(2)-(3)	297,50
TNT	(1)-(2)	535,70

Source Pièce [B-0007](#), p. 11.

TABLEAU 4
RÉDUCTION DE 1 kW PENDANT 5 ANS

TCTR	(1)-(2)+(2)-(3)	782,34
TP	(2)-(3)	268,32
TNT	(1)-(2)	514,01

Source : Pièce [B-0007](#), p. 11.

[61] Selon le Distributeur, ces résultats montrent que, peu importe l'horizon ou les quantités, les conclusions de sa preuve demeurent identiques³⁸, soit que le Programme est rentable, tant pour la société, calculé par le TCTR, les participants, calculé par le TP, que pour le Distributeur, calculé par le TNT. Il précise que c'est dans cette optique qu'il a considéré qu'une démonstration sur une base unitaire était suffisante pour permettre à la Régie de juger de la rentabilité du Programme³⁹.

[62] Le Distributeur présente aussi le TNT sur un horizon de huit ans pour refléter le bilan actuel en puissance⁴⁰ et faire la démonstration que les autres coûts (commercialisation et exploitation) ou les pertes de revenus sont peu significatifs comparativement à l'appui financier et aux coûts évités. Ils ne peuvent donc infléchir la conclusion des tests.

³⁷ Pièce [B-0007](#).

³⁸ Pièce [B-0004](#).

³⁹ Pièce [B-0007](#), p. 10 et 11.

⁴⁰ *Ibid.*

[63] Trois principaux scénarios sont couverts par le Distributeur, soit le scénario de référence, lequel utilise des coûts évités en fourniture de long terme en puissance sur tout l'horizon d'analyse⁴¹, le scénario utilisant les coûts évités de court terme jusqu'en 2022-2023 et la comparaison du coût du Programme avec les coûts des achats d'électricité sans programmes de GDP⁴². Ces trois scénarios sont présentés ci-après, respectivement aux tableaux 5, 6 et 7⁴³.

[64] Afin de simplifier les calculs sur la perte de revenus pour chacun de ces scénarios, le Distributeur pose les hypothèses suivantes⁴⁴ :

- Tous les participants sont assujettis au tarif M, puisqu'ils ont contribué pour environ les trois quarts de la puissance fournie dans le cadre du Programme⁴⁵.
- Tous les participants s'effacent à la pointe, sans déplacement de consommation. Dans les faits, le Distributeur indique⁴⁶ qu'une partie des clients vont faire du préchauffage avant l'événement de GDP, ou encore reprendre leur production dans les heures qui suivent, auxquels cas le Distributeur n'encourra aucune perte de revenu. Par ailleurs, aucune perte de revenu associée à la puissance souscrite n'est prise en compte, puisque les clients n'utilisent pas le Programme de façon à gérer leur facture, les heures d'interruption étant demandées par le Distributeur.

⁴¹ 110 \$/kW-hiver (\$2017), indexé annuellement.

⁴² Dans le complément de preuve et certaines réponses à des DDR, le Distributeur exclut l'ensemble des mesures GDP. Dans sa réponse à un engagement, il dépose le portrait qui exclut seulement le Programme (pièce [B-0048](#)).

⁴³ *Ibid.*

⁴⁴ Pièce [B-0007](#), p. 12.

⁴⁵ Pièce [B-0007](#), p. 12.

⁴⁶ Voir notamment la pièce [B-0021](#), p. 5.

TABLEAU 5
TNT SELON LE BILAN ACTUEL ET LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE

	VAN	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
(1) GDP Affaires (MW réduit)		350	410	430	450	470	490	510	530
Appui financier									
(2) Appui unitaire @ 70\$/kW		70	70	70	70	70	70	70	70
(3) = (2) * (1) Total (M\$)	210,2	24,5	28,7	30,1	31,5	32,9	34,3	35,7	37,1
(4) Charges de commercialisation et exploitation (M\$)	4,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
Pertes de revenus									
(5) Revenu marginal unitaire tarif M (¢/kWh)		7,88	8,04	8,21	8,39	8,56	8,74	8,93	9,12
(6) GWh pour 100 heures		35	41	43	45	47	49	51	53
(8) = (7) * (6) Total (M\$)	25,5	2,8	3,3	3,5	3,8	4,0	4,3	4,6	4,8
(9) = (3) + (4) + (8) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	240,5	27,9	32,7	34,3	36,0	37,7	39,3	41,0	42,7
Coûts évités fourniture									
(10) Coût unitaire (\$/kW)		110	112	115	117	119	122	124	127
(11) = (10) * (1) Total (M\$)	355,2	38,6	46,1	49,3	52,7	56,1	59,7	63,3	67,1
Coûts évités transport et distribution									
(12) Coût unitaire (\$/kW)		67	68	70	71	72	74	75	77
(13) = (12) * (1) Total (M\$)	215,3	23,4	28,0	29,9	31,9	34,0	36,2	38,4	40,7
(14) = (11) + (13) Coûts évités totaux (M\$)	570,5	62,0	74,1	79,2	84,6	90,1	95,8	101,7	107,8
(15) = (14) - (9) TNT (M\$)	330,0	34,1	41,4	44,9	48,6	52,5	56,5	60,7	65,1

Source : Pièce B-0007, p. 12, tableau 9.

TABLEAU 6
TNT SELON LE BILAN ACTUEL ET LE COÛT ÉVITÉ DE COURT TERME
JUSQU'EN 2022-2023

	VAN	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
(1) GDP Affaires (MW réduit)		350	410	430	450	470	490	510	530
Appui financier									
(2) Appui unitaire @ 70\$/kW		70	70	70	70	70	70	70	70
(3) = (2) * (1) Total (M\$)	210,2	24,5	28,7	30,1	31,5	32,9	34,3	35,7	37,1
Charges de commercialisation et exploitation (M\$)									
(4)	4,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
Pertes de revenus									
(5) Revenu marginal unitaire tarif M (\$/kWh)		7,88	8,04	8,21	8,39	8,56	8,74	8,93	9,12
(6) GWh pour 100 heures		35	41	43	45	47	49	51	53
(7) Total (M\$)	25,5	2,8	3,3	3,5	3,8	4,0	4,3	4,6	4,8
(8) = (7) * (6)									
(9) = (3) + (4) + (8) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	240,5	27,9	32,7	34,3	36,0	37,7	39,3	41,0	42,7
Coûts évités fourniture prime fixe									
(10) Coût unitaire (\$/kW)		20	20	21	21	22	122	124	127
(11) = (10) * (1) Total (M\$)	177,5	7,0	8,4	8,9	9,6	10,2	59,7	63,3	67,1
Coûts évités transport et distribution									
(12) Coût unitaire (\$/kW)		67	68	70	71	72	74	75	77
(13) = (12) * (1) Total (M\$)	215,3	23,4	28,0	29,9	31,9	34,0	36,2	38,4	40,7
(14) = (11) + (13) Coûts évités totaux (M\$)	392,9	30,4	36,3	38,9	41,5	44,2	95,8	101,7	107,8
(15) = (14) - (9) TNT (M\$)	152,4	2,5	3,6	4,5	5,5	6,5	56,5	60,7	65,1

Source : Pièce B-0007, p. 13, tableau 10.

TABLEAU 7
COÛTS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ SANS PROGRAMMES DE GDP

	VAN	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Puissance additionnelle requise (MW)		200	700	1 000	1 400	1 650	1 850	2 200	2 500
MW à acquérir pour équilibrer le bilan		350	410	430	450	470	490	510	530
(1) Avec achats puissance court terme		350	410	430	-	-	-	10	30
(2) Avec appel d'offres de long terme					500	500	500	500	500
Achats court terme prime fixe									
(3) Coût unitaire \$/kW		20	20	21	21	22	22	23	23
(4) = (3) * (1) Total (M\$)	22,9	6,3	8,4	8,9	-	-	-	0,2	0,7
Achats court terme prime variable									
(5) Coût unitaire (¢/kWh)		18,01	18,37	18,74	-	-	-	-	-
(6) GWh pour 100 heures		35	41	43	-	-	-	-	-
(7) = (6) * (5) Total (M\$)	20,7	6,3	7,5	8,1	-	-	-	-	-
Achat A/O prime fixe									
(8) Coût unitaire (\$/kW)		-	-	-	117	119	122	124	127
(9) = (8) * (2) Total (M\$)	228,5	-	-	-	52,7	56,1	59,7	63,3	67,1
Achat A/O prime variable									
(10) Coût unitaire (¢/kWh)		-	-	-	6,19	6,32	6,44	6,57	6,70
(11) GWh pour 100 heures		-	-	-	50	50	50	50	50
(12) = (11) * (10) Total (M\$)	12,4	-	-	-	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4
(13) = (4)+(7)+(9)+(12) Coûts d'achats d'électricité	284,5	12,6	15,9	17,0	55,8	59,3	62,9	66,9	71,2
Comparaison avec les coûts totaux GDP Affaires (M\$)									
(14) Coûts totaux GDP Affaires	240,5	27,9	32,7	34,3	36,0	37,7	39,3	41,0	42,7
(15) = (14) - (13) Écart	(44,0)	15,3	16,8	17,3	(19,8)	(21,6)	(23,5)	(25,8)	(28,5)

Source : Pièce B-0007, p. 14, tableau 10.

[65] Sur la base des deux premiers scénarios, les TNT sont positifs. Le résultat du TNT selon le scénario de référence est de 330,0 M\$, c'est-à-dire en tenant compte de coûts évités de fourniture en puissance de long terme sur l'entièreté de l'horizon. Le TNT demeure positif, mais baisse à 152,4 M\$, en prenant en compte des coûts évités en puissance de court terme jusqu'en 2022-2023 et de long terme sur la période restante (tableau 6).

[66] Enfin, pour ce qui est du troisième scénario, l'analyse démontre que le coût du Programme est inférieur aux coûts des achats d'électricité dans une situation où le Distributeur ne peut compter sur les programmes de GDP, dont le Programme⁴⁷. Il est à noter que ce dernier scénario utilise l'hypothèse qu'un nouveau moyen d'approvisionnement en puissance de long terme est mis en service à partir de l'hiver 2021-2022.

⁴⁷ Pièce B-0007, p. 12 à 14, tableaux 9 à 11.

[67] Dans la mise à jour de ses tableaux, le Distributeur dépose de nouveau le tableau présentant le TNT selon le scénario de référence, cette fois en tenant compte d'une quantité de 287 MW pour l'année 2018-2019 (tableau 8). Dans ce tableau, le TNT est de 283,7 M\$⁴⁸.

TABLEAU 8
TNT SELON LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
(1) GDP Affaires (MW réduits)		287	360	370	380	415	425	445	455
Appui financier									
(2) Appui unitaire @ 70\$/kW		70	70	70	70	70	70	70	70
(3) = (2) x (1) Total (M\$)	180,9	20,1	25,2	25,9	26,6	29,1	29,8	31,2	31,9
(4) Charges de commercialisation et exploitation (M\$)	4,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
Pertes de revenus									
(5) Revenu marginal unitaire tarif M (¢/kWh)		7,88	8,04	8,21	8,39	8,56	8,74	8,93	9,12
(6) GWh pour 100 heures		29	36	37	38	42	43	45	46
(7) Total (M\$)	21,9	2,3	2,9	3,0	3,2	3,6	3,7	4,0	4,1
(8) = (7) x (6)									
(9) = (3) + (4) + (8) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	207,7	23,0	28,8	29,6	30,5	33,3	34,2	35,9	36,8
Coûts évités fourniture									
(10) Coût unitaire (\$/kW)		110	112	115	117	119	122	124	127
(11) = (10) x (1) Total (M\$)	305,9	31,7	40,5	42,5	44,5	49,5	51,7	55,3	57,6
Coûts évités transport et distribution									
(12) Coût unitaire (\$/kW)		67	68	70	71	72	74	75	77
(13) = (12) x (1) Total (M\$)	185,5	19,2	24,6	25,7	27,0	30,0	31,4	33,5	34,9
(14) = (11) + (13) Coûts évités totaux (M\$)	491,4	50,8	65,0	68,2	71,4	79,6	83,1	88,8	92,6
(15) = (14) - (9) TNT (M\$)	283,7	27,8	36,3	38,5	40,9	46,2	48,9	52,9	55,8

Source : Pièce [B-0035](#), p. 3, tableau 1.

[68] De même, en tenant compte d'une quantité de 287 MW pour la première année ainsi qu'en utilisant les coûts évités en puissance de court terme jusqu'en 2022-2023 et de long terme de 2023-2024 à 2025-2026 (tableau 9), le Programme présente un TNT positif de 131,2 M\$⁴⁹ selon les paramètres actuels.

⁴⁸ Pièce [B-0035](#), p. 3, tableau 1.

⁴⁹ Pièce [B-0035](#), p. 4, tableau 2.

TNT EN UTILISANT LES COÛTS ÉVITÉS DE COURT TERME JUSQU'EN 2022-2023

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
(1) GDP Affaires (MW réduits)		287	360	370	380	415	425	445	455
(2) Appui financier									
Appui unitaire @ 70\$/kW		70	70	70	70	70	70	70	70
(3) = (2) x (1) Total (M\$)	180,9	20,1	25,2	25,9	26,6	29,1	29,8	31,2	31,9
(4) Charges de commercialisation et exploitation (M\$)	4,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
(5) Pertes de revenus									
(6) Revenu marginal unitaire tarif M (¢/kWh)		7,88	8,04	8,21	8,39	8,56	8,74	8,93	9,12
(7) GWh pour 100 heures		29	36	37	38	42	43	45	46
(8) = (7) x (6) Total (M\$)	21,9	2,3	2,9	3,0	3,2	3,6	3,7	4,0	4,1
(9) = (3) + (4) + (8) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	207,7	23,0	28,8	29,6	30,5	33,3	34,2	35,9	36,8
Coûts évités fourniture									
(10) Coût unitaire (\$/kW)		20	20	21	21	22	122	124	127
(11) = (10) x (1) Total (M\$)	153,4	5,7	7,3	7,7	8,1	9,0	51,7	55,3	57,6
Coûts évités transport et distribution									
(12) Coût unitaire (\$/kW)		67	68	70	71	72	74	75	77
(13) = (12) x (1) Total (M\$)	185,5	19,2	24,6	25,7	27,0	30,0	31,4	33,5	34,9
(14) = (11) + (13) Coûts évités totaux (M\$)	338,9	24,9	31,9	33,4	35,0	39,0	83,1	88,8	92,6
(15) = (14) - (9) TNT (M\$)	131,2	1,9	3,1	3,8	4,5	5,7	48,9	52,9	55,8

Source : Pièce [B-0035](#), p. 4, tableau 2.

[69] Enfin, selon la dernière version du troisième scénario, les coûts du Programme seraient inférieurs de 261,2 M\$ à la somme des coûts des achats d'électricité nécessaires en l'absence du Programme⁵⁰. Ce scénario utilise également l'hypothèse qu'un nouveau moyen d'approvisionnement en puissance de long terme est mis en service à partir de l'hiver 2021-2022.

[70] Le Distributeur souligne que les coûts des achats d'électricité sans programmes de GDP ont été établis sur la base d'un approvisionnement de 500 MW issu d'un appel d'offres de puissance de long terme. Un tel approvisionnement est un engagement ferme et uniforme sur la période analysée. Son profil ne peut être calqué sur celui du Programme⁵¹.

⁵⁰ Pièce [B-0048](#), p. 3, tableau E-5.

⁵¹ Pièce [B-0017](#), p. 13.

TABLEAU 10
COÛTS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ SANS LE PROGRAMME GDP AFFAIRES

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Bilan sans le Programme - Puissance additionnelle requise (MW)		450	950	1 100	1 350	1 550	1 850	2 150	2 450
MW à acquérir pour équilibrer le bilan		287	360	370	380	415	425	445	455
(1) Avec achats puissance court terme		287	360	370	-	-	-	-	-
(2) Avec appel d'offres de long terme		-	-	-	500	500	500	500	500
Achats court terme prime fixe									
(3) Coût unitaire \$/kW		20	20	21	21	22	22	23	23
(4) = (3) x (1) Total (M\$)	19,6	5,7	7,3	7,7	-	-	-	-	-
Achats court terme prime variable									
(5) Coût unitaire (¢/kWh)		18,01	18,37	18,74	19,11	19,49	19,88	20,28	20,69
(6) GWh pour 100 heures		29	36	37	-	-	-	-	-
(7) = (6) x (5) Total (M\$)	17,7	5,2	6,6	6,9	-	-	-	-	-
Achat A/O prime fixe									
(8) Coût unitaire (\$/kW)		-	-	-	117	119	122	124	127
(9) = (8) x (2) Total (M\$)	233,8	-	-	-	58,5	59,7	60,9	62,1	63,3
Achat A/O prime variable									
(10) Coût unitaire (¢/kWh)		-	-	-	6,19	6,32	6,44	6,57	6,70
(11) GWh pour 100 heures		-	-	-	50	50	50	50	50
(12) = (11) x (10) Total (M\$)	12,4	-	-	-	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4
(13) = (4) + (7) + (9) + (12) Coûts d'achats d'électricité	283,4	10,9	14,0	14,6	61,6	62,8	64,1	65,4	66,7
(14) Coûts marginaux de transport et distribution	185,5	19,2	24,6	25,7	27,0	30,0	31,4	33,5	34,9
(15) Coûts totaux sans le Programme	468,9	30,1	38,5	40,4	88,6	92,9	95,5	98,9	101,6

Comparaison avec les coûts totaux du programme GDP Affaires (M\$)

(14) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	207,7	23,0	28,8	29,6	30,5	33,3	34,2	35,9	36,8
(15) = (14) - (13) Écart	(261,2)	(7,1)	(9,7)	(10,7)	(58,1)	(59,5)	(61,3)	(63,0)	(64,9)

Source : Pièce [B-0048](#), p. 3, tableau E-5.

3.5 JUSTIFICATION DE L'APPUI FINANCIER

[71] Le Distributeur rappelle que l'appui financier doit considérer, d'une part, les coûts que le Programme engendre pour le client mais également les objectifs de puissance effacée qu'il souhaite atteindre. Il explique le niveau d'appui financier par le fait que les participants au Programme font face à des inconvénients qui méritent un incitatif suffisamment important pour maintenir leur intérêt à participer au Programme, dont notamment⁵² :

⁵² Pièce [B-0054](#), p. 6 à 12.

- les investissements requis des participants pour implanter les mesures de GDP;
- aucun bénéfice opérationnel ni réduction perceptible de la facture d'électricité pour les participants;
- les contraintes opérationnelles non négligeables pour les clients relatives au mode d'opération des équipements ou aux horaires de production des clients industriels;
- la mobilisation de personnel, parfois en temps supplémentaire, afin d'être en mesure de répondre aux événements de GDP;
- l'impact sur le confort des occupants des édifices visés, alors que les baux précisent souvent des conditions de confort très précises;
- le recours à des génératrices ou des chaudières au combustible en cas d'événement de GDP, avec les coûts de carburant et l'usure additionnels que cela implique.

[72] En raison de la grande diversité de ces contraintes d'un participant à l'autre, le Distributeur estime qu'il est nécessaire de garder des modalités simples et qu'une variation de l'appui financier d'un client à l'autre, en fonction de leur type de contrainte, alourdirait la gestion du Programme. Selon lui, l'objectif de l'appui financier étant d'inciter les clients à participer au Programme, il serait erroné de tenter d'établir un lien direct entre le niveau de cet appui financier et les coûts que doivent absorber les clients.

[73] En réplique, le Distributeur ajoute que la proposition d'un appui dégressif tel que proposé par la FCEI⁵³ exigerait une analyse plus approfondie du profil des participants :

« La FCEI émet également le constat que le Programme s'adresse à des clients ayant une réalité différente et ajoute qu'il est difficile de penser que tous ont les mêmes besoins en termes d'appui financier afin de participer au Programme. L'intervenant souhaite une analyse plus approfondie du profil des participants afin éventuellement qu'une structure plus adaptée d'aide financière soit mise en place »⁵⁴.

⁵³ Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 11 : « [...] De plus, à la lumière de l'information disponible, la FCEI soumet que l'utilisation d'un appui financier uniforme n'est peut-être pas la meilleure manière de maximiser la valeur du programme. Un appui financier dégressif en fonction de la puissance capterait probablement mieux le profil du prix de réserve de la clientèle. Par exemple, les premiers 200 kW de réduction de puissance pourraient être compensés à 90 \$ de manière à favoriser la participation de la clientèle de petite taille et à couvrir les coûts des agrégateurs. À 70 \$ entre 200 kW et 500 kW. À 50 \$ entre 500 et 1000 kW et à 30 \$ au-delà. Des appuis différents en fonction du tarif lié au compteur pourraient également être considérés. [...] ».

⁵⁴ Pièce [B-0058](#), p. 9.

[74] Le Distributeur estime que, bien que cette approche puisse, en théorie, être intéressante, elle serait difficile à mettre en pratique et viendrait complexifier et alourdir le Programme de manière importante et non souhaitable. Une analyse des coûts supportés par chaque participant ou catégorie de participant serait nécessaire. Or, le Distributeur rappelle qu'à l'hiver 2017-2018, le Programme regroupait plus de 400 projets et 2 000 compteurs, de toutes tailles et dans des secteurs d'activités variés et il est d'avis que ce volume est appelé à croître.

[75] De plus, le Distributeur estime qu'un appui financier dégressif serait susceptible d'avoir un impact à la baisse significatif sur les résultats du Programme.

[76] Par ailleurs, à propos de la comparaison entre le Programme et les OÉI, le Distributeur explique :

« 59. Tout d'abord, la participation aux OÉI des clients visés par le Programme a toujours été, au mieux, marginale, et ce, bien que les OÉI existent depuis de très nombreuses années et malgré les efforts du Distributeur. Conséquemment, il est clair que le niveau d'appui financier offert par les OÉI (au maximum de 40 \$/kW) est nettement insuffisant aux yeux des clients visés.

60. De plus, il ne suffit pas de comparer le niveau d'appui financier unitaire. Le montant d'appui financier total a également une grande importance. Or, les clients participants aux OÉI sont de grande taille et les réductions de demande sont conséquentes, ainsi que les montants d'appui financier reçus »⁵⁵.

[nous soulignons]

[77] Enfin, le Distributeur souligne que le recours à un appel d'offres afin d'établir le montant de l'appui financier complexifierait le processus de participation. Selon lui, la grande simplicité des modalités actuelles est un important facteur du succès du Programme et sa complexification engendrerait vraisemblablement une baisse de participation.

[78] Le Distributeur estime qu'un appui financier dégressif, tel qu'exploré par la Régie dans sa DDR n° 3⁵⁶, serait susceptible d'avoir un impact à la baisse significatif sur les résultats du Programme, de l'ordre de 50 %⁵⁷.

⁵⁵ Pièce [B-0054](#), p. 11 et 12.

⁵⁶ Le Distributeur réfère à la question 4 de la Régie et à sa réponse, pièce [B-0038](#), p. 12 à 18.

⁵⁷ Pièce [B-0054](#), p. 11.

[79] Le Distributeur ajoute qu'une approche par compteurs ne serait pas non plus souhaitable. Selon lui, les projets de plus grande envergure peuvent en effet regrouper une multitude de compteurs avec un faible effacement. Une telle approche bonifierait donc l'appui financier des projets plus importants, ce qui ne permet pas l'atteinte de l'objectif recherché par une telle proposition. Enfin, selon lui, l'application d'un appui financier dégressif, que ce soit par projets ou par compteurs, amènerait vraisemblablement une hausse de l'appui financier moyen versé, tout en réduisant la capacité du Programme à répondre aux besoins en puissance du Distributeur.

3.6 MÉTHODE PROPOSÉE POUR MESURER L'EFFACEMENT RÉEL DES PARTICIPANTS LORS DES ÉVÉNEMENTS DE GDP

[80] Le Distributeur souligne que les participants au Programme sont rémunérés sur la base de leur effacement réel, lequel n'est connu qu'à l'issue de la période hivernale. L'ajustement des approvisionnements pour cette même période est quant à lui fait à l'automne précédent, sur la base de l'effacement prévu.

[81] Même si, compte tenu de l'écart entre l'effacement prévu et réel, il existe en théorie un risque que les approvisionnements à court terme soient trop élevés ou trop faibles, le Distributeur considère que ce risque ne se vérifie pas en pratique, les résultats du Programme démontrant que cet écart est très faible⁵⁸.

[82] La section 2 du Guide du participant⁵⁹ décrit le calcul de l'appui financier qui sera versé au participant et qui est fonction des variables suivantes :

- puissance de référence;
- puissances moyennes pendant les périodes de pointe;
- puissance réelle lors d'un événement de GDP.

[83] La réduction de puissance pour un événement de GDP est évaluée par la différence entre la puissance de référence et la puissance réelle observée au cours de cet événement de GDP. Afin d'estimer la puissance de référence, une régression linéaire des puissances

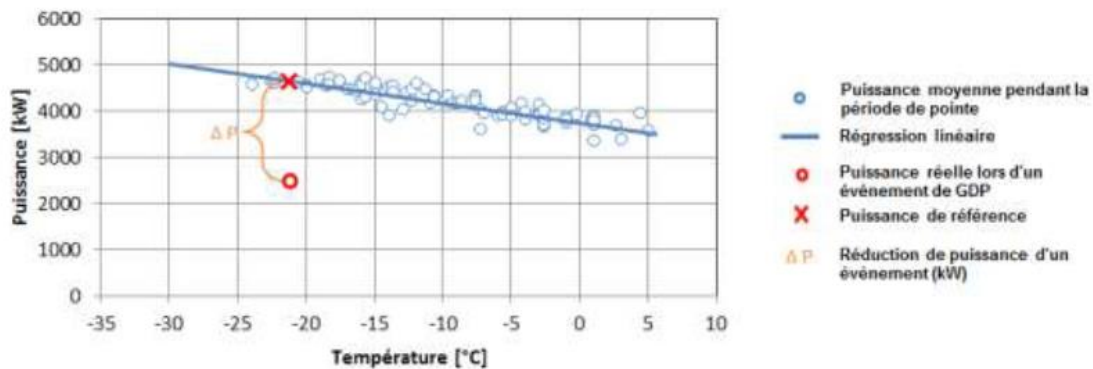
⁵⁸ Pièces [B-0038](#), question 1.1, [B-0050](#) et [B-0054](#), p. 6.

⁵⁹ Pièce [B-0007](#), Guide du participant p. 10 et 11.

moyennes soutirées par le participant pendant les périodes de pointe du réseau de distribution est faite en fonction de la température moyenne. Le Distributeur illustre cette méthodologie de la manière suivante.

FIGURE 1

Réduction de la puissance lors d'un événement



Source : Pièce [B-0007](#), Guide du participant, p. 11

[84] L'appui financier total versé par le Distributeur aux participants est calculé à partir de la moyenne de toutes les réductions de puissance lors de tous les événements de GDP. Ces réductions sont estimées compteur par compteur.

[85] En ce qui a trait aux clients ayant des profils de consommation irréguliers ou atypiques⁶⁰, le Distributeur précise qu'il calcule plusieurs courbes⁶¹. Lorsqu'il y a un événement de GDP, le Distributeur réfère à la courbe de référence qui est la plus représentative de la consommation du client pour cette journée. Ainsi, le Distributeur essaie d'être le plus précis possible dans son évaluation de la réduction de puissance.

[86] Cet exercice est également fait compteur par compteur et non, par exemple, par agrégateur ou par client.

⁶⁰ Par exemple : les stations de ski en période ou non de fabrication de neige, pendant ou en dehors des vacances ou une banque qui serait ouverte le jeudi soir, mais fermée le lundi soir.

⁶¹ Pièces [A-0042](#), p. 80 à 92, et [B-0049](#).

[87] Selon le Distributeur, cette méthode permet ainsi de rémunérer la puissance qui est effectivement réduite. Ainsi, un client qui ne serait pas en opération au moment de l'événement de GDP ne se verrait octroyer aucune réduction de puissance pour sa consommation à ce moment.

4. POSITION DES INTERVENANTS

4.1 ACEFO

[88] L'ACEFO considère que les coûts évités de fourniture de puissance de long terme ne constituent pas une valeur de comparaison appropriée puisque les réductions de puissance attendues du Programme n'offrent pas la garantie ferme de disponibilité en puissance d'un appel d'offres (A/O) de long terme⁶². Selon l'intervenante, le Distributeur n'a pas démontré comment il peut remplacer en totalité les achats de court terme par des approvisionnements de long terme dès 2020-2021⁶³. L'ACEFO recommande à la Régie de ne pas retenir une telle hypothèse pour l'un ou l'autre des calculs soumis en preuve⁶⁴.

[89] En ce qui a trait aux coûts évités de transport et de distribution, l'ACEFO recommande de ne pas les reconnaître pour plus de 50 % de la réduction résultant du Programme, soit la part associée à la substitution d'énergie. L'intervenante considère que l'autre moitié de la réduction de puissance ne sera déplacée que pendant les heures d'interruption et que, selon la preuve, la pointe critique de la demande en puissance peut tout autant survenir en dehors des périodes d'interruption en vertu du Programme⁶⁵.

[90] Selon l'ACEFO, le niveau d'appui financier de 70 \$/kW n'est justifié ni par rapport aux coûts d'acquisition des autres moyens de gestion en puissance, ni par rapport à l'offre bonifiée de l'OÉI (de 13 \$ à 40 \$/kW en fonction du nombre d'heures, jusqu'à un maximum de 100 heures), ni par rapport au crédit de 50 \$/kW (ou au tarif de pointe critique) que le Distributeur propose pour les clients résidentiels dans le dossier tarifaire R-4057-2018⁶⁶.

⁶² Pièce [C-ACEFO-0013](#), p. 5.

⁶³ Pièces [B-0007](#), p. 14, tableau 11, [B-0015](#), p. 10, tableau R-2.2-C, et [C-ACEFO-0013](#), p. 5.

⁶⁴ Pièce [C-ACEFO-0013](#), p. 5.

⁶⁵ Pièces [C-ACEFO-0008](#), p. 6 à 8, et [C-ACEFO-0013](#), p. 3 et 4.

⁶⁶ Pièce [C-ACEFO-0008](#), p. 11.

[91] L'intervenante recommande à la Régie de ne pas retenir l'hypothèse émise par le Distributeur d'une substitution complète des achats de court terme par de nouveaux approvisionnements de long terme, parce qu'elle considère que la nécessité de remplacer en totalité des achats de court terme par des approvisionnements de long terme n'a pas été démontrée.

[92] L'analyse de l'ACEFO est à l'effet que les coûts totaux du Programme dépasseraient les coûts d'achats d'électricité requis pour la puissance à acquérir en l'absence du Programme. Sur la base des mêmes hypothèses, le TNT est défavorable au Programme sur l'ensemble de l'horizon 2018-2019 à 2025-2026 et pour chacune des années jusqu'en 2022-2023 inclusivement.

[93] L'ACEFO ne recommande pas le rejet du Programme mais propose plutôt un recalibrage du montant de l'appui financier offert. Cette proposition est basée sur une structure de prix décroissante en fonction du nombre d'heures d'utilisation et, selon l'intervenante, en fonction de cette proposition, les tests de rentabilité du Programme deviennent positifs.

[94] En conclusion, la recommandation de l'ACEFO est la suivante :

« L'ACEFO ne recommande donc pas le rejet du Programme GDP Affaires mais plutôt un recalibrage du montant de l'appui financier offert.

[...]

L'ACEFO recommande de fixer le niveau maximum de l'appui financier à 50 \$/kW avec une structure décroissante selon le nombre d'heures d'interruption pour un maximum de 100 heures par hiver et un prix plancher correspondant au niveau de la prime fixe des achats de court terme, soit 20 \$/kW en 2017-2018, majoré de 2 % par année »⁶⁷.

4.2 ACEFQ

[95] Selon l'ACEFQ, le coût évité de fourniture de 110 \$/kW-an ne saurait servir de balise à l'établissement de l'appui financier aux participants du Programme. Selon elle, il serait préférable de se baser sur des prix actuels ou à court terme de ressources comparables

⁶⁷ Pièce [C-ACEFO-0013](#), p. 6 et 7.

pour l'hiver 2018-2019. Ainsi, selon l'intervenante, le montant d'appui financier aux participants devrait être révisé chaque année pour tenir compte de l'évolution des marchés et des besoins de la clientèle du Distributeur⁶⁸.

[96] De plus, les coûts évités de transport ne devraient pas être inclus à l'analyse de la rentabilité du Programme. L'ACEFQ souligne qu'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité ne peut, en toute logique, construire son réseau plusieurs années avant l'apparition des besoins, tout en considérant une diminution éventuelle de la demande en pointe des participants, en plus de satisfaire l'exigence d'une réserve de 4 000 MW. De plus, l'intervenante rappelle que les participants ne sont pas tenus d'atteindre une réduction de puissance précise lors d'un événement de GDP. Ainsi, la réduction de la demande des participants serait possible ou probable, mais non garantie⁶⁹. Par ailleurs, l'intervenante soumet que la preuve ne montre pas que les réductions de puissance liées au Programme ont donné lieu à une réduction de la facture de transport.

[97] De même, l'ACEFQ affirme qu'une diminution ponctuelle de la demande de pointe ne permet pas de tenir compte du coût évité de distribution. En effet, les équipements de distribution sont conçus pour répondre à la demande maximale des clients dans une localité donnée (pointe non-coïncidente) et non par rapport à la pointe coïncidente du réseau causée par l'ensemble de la clientèle sur tout le territoire.

[98] Selon l'intervenante, la première ressource comparable, mais pas nécessairement équivalente au Programme, serait les OÉI offertes aux clients grande puissance et moyenne puissance. Dans le présent dossier, le Distributeur estime que, pour 100 heures d'interruptions effectives, le coût des OÉI serait de l'ordre de 40 \$/kW. Les achats d'électricité sur le marché, au coût d'environ 40 \$/kW selon l'ACEFQ, représenteraient également une alternative intéressante au Programme, tout en respectant le critère de fiabilité fixé par la Régie d'ici l'hiver 2020-2021.

[99] L'ACEFQ réfute donc l'argument du Distributeur qui affirme que le Programme offre un service équivalent à un approvisionnement de long terme et recommande de ne pas retenir la thèse du Distributeur voulant qu'un appui financier de 70 \$/kW aux participants assurerait la rentabilité du Programme⁷⁰.

⁶⁸ Pièce [C-ACEFQ-0006](#), p. 31.

⁶⁹ Pièce [C-ACEFQ-0006](#), p. 4 et suivantes.

⁷⁰ Pièce [C-ACEFQ-0006](#), p. 20 à 24.

[100] L'intervenante recommande à la Régie de fixer l'appui financier aux participants en se basant sur le prix d'achat d'électricité estimé à environ 40 \$/kW pour l'hiver 2018-2019.

4.3 AHQ-ARQ

[101] En ce qui a trait aux coûts évités de transport, l'AHQ-ARQ soumet que le réseau de transport est planifié en fonction de la charge locale totale à la pointe et que cette dernière peut être réduite par le Programme. Il faudrait ainsi considérer ces coûts évités, mais seulement à partir de la quatrième année du Programme, puisqu'il est peu probable qu'une puissance effaçable prévue pour l'hiver suivant ait un effet sur les investissements prévus d'ici moins de quatre ans⁷¹. En audience, l'intervenant précise que cette conclusion dépend toutefois de certaines validations, notamment de savoir si le planificateur du réseau de transport a pu tenir compte du Programme dans sa planification⁷².

[102] L'AHQ-ARQ propose, comme d'autres intervenants, de ne pas tenir compte du coût évité de distribution dans les analyses économiques du Programme, puisqu'il semble peu probable que le Programme retarde les investissements pour l'hiver 2018-2019 ou les hivers subséquents⁷³.

[103] L'intervenant souligne que l'ordonnance de sauvegarde émise par la Régie (D-2018-113) fait en sorte que les analyses économiques devront porter sur les hivers 2019-2020 et suivants, ce qui renforce la rentabilité du Programme⁷⁴.

[104] Dans son analyse de rentabilité, l'AHQ-ARQ émet l'hypothèse que seulement 50 % des participants au Programme recevraient une demande d'effacement de la part du Distributeur. Cela signifie que 50 % des participants recevraient un appui financier de 70 \$/kW et l'autre moitié n'aurait droit qu'à 10,50 \$/kW-hiver ou moins en raison du montant d'appui financier minimal (MAFM). Selon cette hypothèse, l'appui financier moyen annuel serait de 40,25 \$/kW-hiver et l'AHQ-ARQ utilise cette dernière valeur dans ses analyses économiques⁷⁵.

⁷¹ Pièces [C-AHQ-ARQ-0011](#), p. 23 et 24, et [A-0042](#), p. 155.

⁷² Pièce [A-0042](#), p. 154 à 156.

⁷³ Pièce [C-AHQ-ARQ-0011](#), p. 22 et 23.

⁷⁴ Pièce [C-AHQ-ARQ-0013](#), p. 11.

⁷⁵ Pièces [A-0042](#), p. 143, et [C-AHQ-ARQ-0009](#), p. 14 et 15.

[105] De même, l'intervenant propose un coût évité de puissance de fourniture différent de celui du Distributeur. Le coût évité qu'il propose est significativement moins élevé que celui du Distributeur et il l'utilise aux fins de ses analyses économiques du Programme.

[106] L'AHQ-ARQ indique avoir démontré, grâce, notamment, à ses hypothèses, différentes de celles du Distributeur, que le TNT du Programme est positif pour une adhésion annuelle. L'intervenant recommande à la Régie d'approuver les modalités du Programme proposées par le Distributeur⁷⁶.

[107] L'intervenant recommande à la Régie de demander au Distributeur d'offrir en option une adhésion de cinq ans au Programme, avec les mêmes modalités que celles du Programme actuel, sauf pour la valeur du MAFM qui serait fixée à 100 % de la réduction de puissance estimée et validée par le Distributeur à 70 \$, sans la valeur maximale de 20 000 \$, ce qui équivaldrait, à toutes fins pratiques, à retirer la contrainte du MAFM pour l'adhésion de cinq ans seulement.

4.4 AQCIE-CIFQ

[108] L'AQCIE-CIFQ compare le Programme à l'OÉI. Ces deux mesures visent à combler les besoins à la pointe du Distributeur par une réduction de la consommation de ses clients, en contrepartie d'une compensation, et permettent une participation maximale à la gestion des approvisionnements dans la zone de réglage du Distributeur. Selon l'intervenant, le Programme ne devrait pas être considéré comme un programme d'efficacité énergétique, mais comme une option tarifaire, à l'instar des OÉI.

[109] L'AQCIE-CIFQ recommande d'autoriser la mise en application du Programme, considérant qu'il contribue à satisfaire les besoins en puissance du Distributeur et qu'il est justifiable sur le plan économique⁷⁷.

[110] L'intervenant souligne que les crédits totaux versés à l'OÉI ont été de 14,16 \$/kW en moyenne au cours des trois derniers hivers et, qu'au maximum, à 100 heures d'interruption, les coûts de l'OÉI seraient de l'ordre de 40 \$/kWh. Dans le cas du Programme, le prix fixe proposé par le Distributeur est de 70 \$/kW, indépendamment du

⁷⁶ Pièce [C-AHQ-ARQ-0011](#), p. 30.

⁷⁷ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0008](#), p. 4.

nombre d'heures d'effacement. Selon les résultats du dernier appel d'offres pour combler des besoins en puissance de long terme, le Distributeur estime le prix à 110 \$/kW pour l'année 2018-2019.

[111] L'AQCIE-CIFQ considère que la Régie devrait exiger du Distributeur qu'il vérifie le potentiel résultant d'une augmentation de l'appui financier pour chacune des mesures mentionnées ci-dessus, afin d'être en mesure de faire une comparaison adéquate entre toutes les options disponibles qui répondent aux critères du NPCC pour équilibrer son bilan en puissance :

« L'AQCIE et le CIFQ ont manifesté leur appui au Programme avec une réserve à l'égard seulement de l'appui financier de 70 \$/kW que le Distributeur juge bien calibré alors que pour le CIFQ il est tout juste suffisant pour intéresser certains de ses membres et que, pour les membres de l'AQCIE, le Programme ne présentera aucun intérêt tant que le montant de l'appui ne sera pas substantiellement augmenté.

Dans les faits, l'appui de 70 \$/kW a suffi pour intéresser la clientèle à hauteur de 287 MW pour l'année 2017-2018 mais il est loin d'être certain que la cible de 455 MW à l'horizon 2025-2026 pourra être atteinte sans hausser le niveau d'appui. Comme, par ailleurs, le Distributeur estime le coût d'un approvisionnement de long terme à quelque 110 \$/kW pour 2018-2019 (B-0015, page 8, tableau 2.2-A) la marge pour augmenter l'appui financier est substantielle.

En réalité, selon les témoignages des représentants des industriels, le meilleur espoir de gain de MW additionnels se trouve du côté de la clientèle de grande puissance, dont la participation à l'option d'énergie interruptible paraît être à la croisée des chemins : elle pourrait facilement être augmentée de quelques centaines de MW si elle recevait un appui financier comparable à celui du Programme, mais elle pourrait tout aussi facilement s'effriter à très brève échéance si rien n'est fait en ce sens.

On se rappellera que le montant maximal pouvant être versé en vertu de l'option 1 de l'OÉI de grande puissance est de l'ordre de 40 \$/kW et que, en réalité, pour les trois derniers hivers, les crédits totaux versés à cette clientèle n'ont été que de 14,16 \$/kW (B-0015, pages 41 et 42). C'est dire que l'écart entre l'appui financier offert en vertu de l'OÉI et celui offert par le Programme désigne la clientèle de

l'OÉI de grande puissance comme présentant le meilleur potentiel d'accroissement des moyens de gestion de la puissance »⁷⁸. [nous soulignons]

4.5 ASSQ

[112] L'ASSQ souligne que la facture d'électricité représente entre 16,6 % et 20,6 % des dépenses totales des centres de ski, constituant le deuxième poste de dépenses en importance. Les tarifs G et G-9 sont appliqués pour les remontées mécaniques, le système d'enneigement et l'éclairage des pistes et les tarifs M, D et G pour les bâtiments. L'effacement moyen par station de ski était de 566 kW au cours de l'hiver 2017-2018⁷⁹. Chaque station comptant plusieurs compteurs, l'effacement par compteur est moindre que 566 kW.

TABLEAU 11

INSCRIPTION DES STATIONS DE SKI AU PROGRAMME DE LA GESTION DE DEMANDE DE PUISSANCE			
Saisons	Nombre de stations inscrites	kW libérés	Appui financier HQ
2016-2017	18	2 070 kW	145 000 \$
2017-2018	25 (4 dans une demande d'agrégateur)	14 145 kW	990 150 \$

* Selon l'information que nous avons recueillie auprès de nos membres.

[113] L'ASSQ recommande notamment de :

« Bonifier les conditions de participation au programme pour les clients qui prendront un engagement de 5 ans avec l'octroi d'une compensation financière minimale de 70 \$ du [kW] économisé;

[...]

Reconnaître le 21 décembre comme étant la date constituant le début de la période hivernale dans les conditions de service du Distributeur et permettre l'utilisation de la puissance minimale en dehors de la période hivernale;

[...]

⁷⁸ Pièce [C-AOCIE-CIFO-0011](#), p. 1 et 2.

⁷⁹ Pièce [C-ASSQ-0008](#), p. 10.

[...] *assurer le maintien du volet agrégateur du programme pour protéger l'équité et l'accessibilité au GDP Affaires* »⁸⁰.

4.6 FCEI

[114] Selon la FCEI, le coût évité en puissance de long terme approuvé par la Régie est une valeur conservatrice puisqu'il est basé sur la moyenne des trois contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01 :

*« En toute logique, si le Producteur devait fournir de la puissance additionnelle, il est probable que ce soit à un coût égal ou supérieur au plus cher de ces trois contrats »*⁸¹.

[115] L'intervenante n'est pas convaincue que la totalité des coûts évités de distribution et de transport anticipés par le Distributeur se matérialiseront, mais elle croit que le Programme permettra d'éviter une portion de ces coûts⁸².

[116] La FCEI constate que les bénéfices du Programme sont moindres au début de la période d'analyse et augmentent à partir du moment où il se substitue aux appels d'offres de long terme. Les bénéfices à long terme du Programme devraient ainsi surpasser les pertes potentielles des premières années, considérant notamment qu'il pourrait continuer au-delà de la période d'analyse⁸³. Selon l'intervenante, il serait plus économique, sur l'horizon d'analyse du plan d'approvisionnement et en ne considérant que les coûts d'approvisionnement et les coûts évités de fourniture, de maintenir le Programme que d'y mettre fin. Les bénéfices excéderaient les coûts de 21 M\$.

[117] Dans son argumentation, la FCEI ajoute :

« À coût égal, la FCEI estime qu'il est dans l'intérêt public de privilégier les approvisionnements auprès de la clientèle parce que cela procure divers avantages.

⁸⁰ Pièce [C-ASSQ-0008](#), p. 14.

⁸¹ Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 5.

⁸² Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 5.

⁸³ Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 4.

- i. *Bénéfice aux participants par une réduction de leurs coûts et une amélioration de leur compétitivité (ce que la Régie a déjà retenu comme considération dans la fixation des tarifs).*
- ii. *Réduction des importations et amélioration du bilan commercial de la province.*
- iii. *Promotion d'une culture de gestion efficiente de l'énergie »⁸⁴.*

[118] Selon la FCEI, le niveau de participation et de rétention du Programme suggère que le niveau d'appui financier est suffisant pour bon nombre de clients. De manière globale, il serait difficilement justifiable de rehausser le niveau de l'appui financier. Cela dit, il importe de garder à l'esprit que le Programme est offert à une gamme de clients très variée dans leur taille et leur nature. Le fait que la participation au Programme et son taux de rétention soient élevés n'implique pas que l'appui financier puisse être insuffisant pour certains⁸⁵.

[119] Par ailleurs, selon l'intervenante, le fait qu'une large proportion des clients au tarif LG ait adhéré au Programme en seulement trois ans est une indication que l'appui financier pourrait être excessif pour ce tarif. Les écarts importants de volume de consommation entre les participants font en sorte que le niveau d'appui financier requis pour offrir des montants globaux de compensation suffisants pour les plus petits clients pourrait engendrer des compensations globales inutilement élevées pour les plus grands clients.

[120] La FCEI soumet que l'utilisation d'un appui financier uniforme n'est pas la meilleure manière de maximiser la valeur du Programme :

« [...] Un appui financier dégressif en fonction de la puissance capterait probablement mieux le profil du prix de réserve de la clientèle. Par exemple, les premiers 200 kW de réduction de puissance pourraient être compensés à 90 \$ de manière à favoriser la participation de la clientèle de petite taille et à couvrir les coûts des agrégateurs. À 70 \$ entre 200 kW et 500 kW. À 50 \$ entre 500 et 1000 kW et à 30 \$ au-delà. Des appuis différents en fonction du tarif lié au compteur pourraient également être considérés »⁸⁶. [nous soulignons]

⁸⁴ Pièce [C-FCEI-0013](#), p. 8.

⁸⁵ Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 8 et 9.

⁸⁶ Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 11.

[121] L'intervenante recommande que le profil des clients et des participants au Programme soit analysé de manière plus approfondie afin de mettre en place une structure d'aide financière plus adaptée à la situation de chaque groupe de clients plutôt que l'aide financière uniforme actuellement en place. Elle estime qu'une telle approche favoriserait la participation d'un plus grand nombre de clients, au bénéfice de toute la clientèle, tout en évitant d'encourir des coûts inutiles⁸⁷.

[122] Dans son argumentation, la FCEI estime que le Programme :

- doit être maintenu, même s'il souffre de certaines lacunes qui peuvent être corrigées;
- est un bon programme qui va dans le sens recherché par la Régie depuis de nombreuses années et qui est probablement rentable pour la clientèle dans son ensemble;
- devrait être maintenu tel quel pour l'hiver 2019-2020, le temps que le Distributeur affine ses analyses et propose une tarification ou des appuis financiers fondés sur une information solide.

[123] La FCEI souligne l'importance de redémarrer correctement le Programme, dans une perspective de stabilité de l'offre. Elle propose de calibrer l'appui financier en fonction de la capacité d'effacement des clients, à travers un appui financier dégressif. Elle ajoute que l'idéal à rechercher est le niveau minimum qui est nécessaire pour amener les clients à participer, parce que c'est le reste de la clientèle qui paie⁸⁸.

[124] L'intervenante souligne qu'un traitement équitable des clients n'implique pas de verser l'aide financière maximale à chaque catégorie, mais plutôt de verser l'appui financier nécessaire pour susciter l'intérêt de la clientèle visée, très variée en taille et en nature, dans un souci de minimisation des coûts, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle⁸⁹.

[125] Pour les petits clients, selon la FCEI, il faut aussi que l'appui global apporté par le Programme soit minimalement significatif, indépendamment de la valeur rémunérée pour chaque kW, après rémunération de l'agrégateur. Elle précise, à titre d'exemple, qu'un petit

⁸⁷ Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 14.

⁸⁸ Pièce [A-0042](#), p. 50.

⁸⁹ Pièce [C-FCEI-0013](#), p. 3.

client ayant une mesure de 20 ou 30 kW, ne touche que de 1 500 à 2 000 \$. S'il touchait moins, la question serait de savoir s'il prendrait encore action⁹⁰.

[126] Par ailleurs, la FCEI rejette l'argument du Distributeur à l'effet que si certains clients ne participent pas au Programme, c'est un signe que le niveau actuel de l'appui financier n'est pas excessif. Selon l'intervenante, le Programme s'adressant à une clientèle très diversifiée, il est plutôt probable que certains secteurs d'activités ne se prêtent tout simplement pas à ce programme. Et même si une réduction de l'appui financier diminuerait le niveau de participation, cela n'implique pas pour autant que le Programme soit calibré adéquatement. La FCEI croit que des analyses additionnelles de la participation des clients, en fonction de la nature et de la puissance consommée, des sondages ou d'autres études, pourraient aider à établir un niveau d'appui financier davantage en adéquation avec la réalité des clients⁹¹.

4.7 GRAME

[127] Le GRAME est d'avis que les coûts évités de long terme doivent être privilégiés dans l'analyse économique, puisque même si l'engagement des clients est de courte durée, le taux de renouvellement de participation est de 97 %⁹².

[128] Le GRAME soumet que les coûts évités par le Distributeur pour le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) en relation avec l'évitement d'achat de puissance sur les marchés de court terme, bien que marginal, pourraient faire partie de l'analyse économique. Selon lui, la preuve complémentaire du Distributeur justifie le Programme d'un point de vue économique. Il constate, selon l'ordonnancement des moyens, que le Programme pourrait être appelé sur un plus grand nombre d'heures que l'OÉI, mais que le Distributeur n'est pas en mesure d'estimer l'impact à la baisse sur le nombre d'appels de l'OÉI.

⁹⁰ Pièce [A-0042](#), p. 53 et 54.

⁹¹ Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 10.

⁹² Pièce [C-GRAME-0008](#), p. 24.

4.8 RNCREQ

[129] Selon le RNCREQ, l'intention du Programme est clairement de bâtir une ressource qui permettra de repousser ou même d'éviter un futur appel d'offres en puissance. L'intervenant explique que le Programme a certaines caractéristiques similaires à des produits de puissance de court terme, dont un apport sur une base annuelle, sans engagement, mais également certaines caractéristiques de long terme, dont un bassin de clients qui participeraient au Programme année après année, avec une contribution croissante aux besoins en puissance, si bien que ni le coût évité en puissance de court terme ni celui de long terme ne sont tout à fait adéquats pour représenter la valeur des réductions de puissance obtenues⁹³.

[130] Le RNCREQ note qu'environ 50 % des projets impliquent un déplacement de la consommation dans les heures précédant ou suivant l'événement de GDP. Il estime que le prix payé pour l'énergie dans ces heures avoisinantes est inférieur à celui correspondant aux heures des événements de GDP, mais seulement d'environ 15 %. Ainsi, toute analyse de coût évité devrait tenir compte des coûts d'achat de l'énergie provenant du déplacement de la charge d'une portion importante des participants au Programme⁹⁴.

[131] Selon le RNCREQ, le programme existant s'adresse à trois clientèles distinctes :

- Celle qui possède déjà des génératrices d'urgence et qui peut les utiliser afin de réduire la demande de puissance lorsque nécessaire.
- Celle qui peut réduire l'appel en puissance, sur demande, en réduisant ses activités ou en les déplaçant dans le temps.
- Celle qui s'est dotée, ou qui peut se doter, d'équipements non émetteurs de gaz d'émission à effet de serre (GES) qui permettraient de réduire son appel en puissance sur demande. Ces équipements peuvent inclure des systèmes de stockage d'énergie (électrique ou thermique), des systèmes de production d'électricité à la biomasse ou au biogaz, etc.

⁹³ Pièce [C-RNCREQ-0011](#), p. 6 à 8.

⁹⁴ Pièce [C-RNCREQ-0009](#), p. 9.

[132] Le RNCREQ propose un traitement différent pour chacun de ces trois groupes :

« Concernant le premier groupe : Ce groupe constitue effectivement une ressource en puissance. Toutefois, étant donné les caractéristiques environnementales de ces génératrices, le Distributeur ne devrait pas encourager leur utilisation, sauf en cas d'urgence. Pour cette raison, nous suggérons d'interdire leur utilisation afin de répondre aux événements de GDP en vertu de programme de GDP Affaires.

Sans aucunement vouloir encourager l'utilisation d'énergies fossiles, si le Distributeur fait la preuve qu'il doit obligatoirement pouvoir compter sur les génératrices d'urgence comme une ressource de dernier recours en puissance, un programme distinct pourrait être conçu afin de lui y donner accès [...].

Concernant le deuxième groupe : On constate qu'il y existe une certaine redondance entre le programme GDP Affaires et la tarification dynamique tel que proposée par le Distributeur dans son dossier tarifaire.

[...]

Cette analyse mène à deux possibilités pour ce 2^e groupe, soit d'éliminer le programme GDP Affaires et ouvrir le CPC à cette même clientèle, soit de maintenir un programme GDP afin de protéger les MW au bilan de puissance. Ce programme serait toutefois différent du programme GDP Affaires actuel. Il pourrait inclure un processus d'appel d'offres pour une certaine quantité de MW avec un prix plafond de 70 \$/kW. Un processus d'appel d'offres aurait l'avantage de déterminer le prix réel de la puissance offerte par les participants. [...]

Concernant le troisième groupe : Ce troisième groupe est plus complexe, incluant plusieurs types de technologie [...]. On suggère que ce groupe soit traité au cas par cas, comme le programme EE industriel, où le financement offert est calibré afin de catalyser l'investissement requis, tout en respectant les coûts évités du Distributeur »⁹⁵.

⁹⁵ Pièce [C-RNCREQ-0009](#), p. 13 et 14.

4.9 ROÉÉ

[133] Le ROÉÉ recommande à la Régie de retenir, d'ici à ce qu'une étude formelle soit complétée, un potentiel d'au moins 1 000 MW, soit moins de 50 % du potentiel technico-économique (PTÉ) déjà évalué.

[134] Le ROÉÉ recommande aussi que le Programme soit modifié afin :

- que l'aide financière soit modulée en fonction de son coût évité, de l'investissement qu'il représente pour le client participant et de ses qualités environnementales;
- que la participation au Programme soit conditionnelle à un engagement de cinq ans de la part des participants, sinon que l'aide financière soit modulée aussi en fonction de la durée de l'engagement⁹⁶.

4.10 SÉ

[135] Selon SÉ, le Programme possède le caractère structurant et la stabilité qui permettent de le considérer comme un outil de long terme. L'intervenante recommande d'utiliser les coûts évités par un report de 2020-2021 à 2022-2023 d'un contrat d'approvisionnement à long terme en puissance sur le marché de la Nouvelle-Angleterre⁹⁷.

[136] L'intervenante juge qu'il est erroné de tenir compte des coûts évités en distribution, puisque la pointe des postes de distribution peut facilement se trouver en dehors des périodes d'appel du Programme. De plus, selon elle, l'absence d'engagement à long terme de chaque client ne permet pas de planifier une réduction des équipements de distribution servant à l'alimenter⁹⁸.

[137] Selon SÉ, les coûts évités de transport ne devraient pas non plus être pris en considération, car les pointes individuelles de chacun des clients ne sont pas modifiées par le Programme. Aussi, en l'absence d'engagement à long terme de chaque client, la réduction des équipements de transport dans la zone de réglage du Québec ne peut être

⁹⁶ Pièce [C-ROÉÉ-0009](#), p. 21.

⁹⁷ Pièce [C-SÉ-0009](#), p. 3.

⁹⁸ Pièces [C-SÉ-0009](#), p. 8, et [A-0042](#), p. 232 à 236.

planifiée, puisque ces équipements servent à les alimenter. L'intervenante soumet que le Distributeur n'a pas fait la démonstration spécifique que ces coûts étaient évités par le Programme.

[138] SÉ est d'avis que le Programme est rentable⁹⁹ et recommande son acceptation. Dans son analyse, l'intervenante tient compte des coûts évités de fourniture de court terme puis de long terme (et de leurs coûts de transport et SPEDE), mais sans tenir compte des coûts évités de transport ou de distribution.

[139] SÉ recommande de ne pas poser de nouvelles conditions de participation au Programme restreignant le recours à des sources thermiques de remplacement. Selon elle, l'impact environnemental de ces sources d'appoint serait, pour l'instant, relativement circonscrit, la durée des appels du GDP étant relativement courte (entre 30 et 37 heures par année). SÉ recommande plutôt une évolution graduelle du Programme qui consisterait à inciter les clients participants à gérer leurs interruptions, sans recours à des génératrices ni à des chaudières utilisant des combustibles fossiles.

[140] SÉ recommande également l'offre d'une option facultative d'engagement multi-annuel avec d'éventuelles aides financières différentes¹⁰⁰.

4.11 UC

[141] L'UC demande à la Régie, dans un souci de stabilité des principes réglementaires, d'utiliser le coût des approvisionnements de court terme pour établir la rentabilité du Programme, comme cela a été fait pour l'analyse de rentabilité de l'OÉI¹⁰¹.

[142] L'UC réitère que la prise en compte des coûts évités de transport et de distribution doit être clairement justifiée et non tenue pour acquise. Elle soumet qu'un kW évité en approvisionnement dans une zone où les réseaux présentent des marges de manœuvre pour la croissance de la demande ne permet pas d'éviter des investissements en distribution et transport. Aussi, les pointes locales en distribution ne correspondent pas nécessairement aux pointes de l'ensemble du réseau, ce qui a mené la *California Public Utilities*

⁹⁹ Pièce [C-SÉ-0009](#), p. 22.

¹⁰⁰ Pièce [C-SÉ-0009](#), p. v et vi.

¹⁰¹ Pièce [C-UC-0016](#), p. 15.

Commission à ne pas reconnaître de coûts évités de distribution et de transport aux programmes de gestion de la demande.

[143] Selon l'UC, le Programme n'offre aucune garantie d'effacement au moment où le réseau en a besoin et ne permet pas d'éviter d'investissements en distribution et transport. L'intervenante souligne que le Distributeur prévoit offrir d'autres programmes de GDP ou options tarifaires dont il faudra aussi évaluer la rentabilité¹⁰².

[144] L'intervenante souligne que le Programme, dans sa forme actuelle, n'est pas rentable lorsque seuls les coûts évités de court terme en puissance sont utilisés.

[145] L'UC souligne que l'OÉI présente divers avantages sur le Programme et qu'il est donc inéquitable et illogique de baser la rentabilité dans un cas sur les marchés de long terme et, dans un autre, sur ceux de court terme. Elle soutient que dans les deux cas, la rentabilité et la compensation financière à offrir devraient être calculées sur les valeurs du marché de court terme. Aussi, l'UC s'inquiète du fait que les représentants des clients participant à l'OÉI demandent une révision de cette option et sa bonification financière si la Régie retenait le marché de long terme comme référence pour la rentabilité du Programme :

« L'importance de l'appui financier offert dans le cadre du programme GDP et les intrants utilisés pour le calcul de sa rentabilité risquent de créer un précédent dangereux pour tous les autres programmes de gestion de la demande »¹⁰³.

[146] Selon l'UC, le Programme est semblable à celui de l'OÉI sans être aussi avantageux pour le Distributeur. Selon elle, la rentabilité du Programme et les appuis financiers offerts ne devraient pas être évalués sur la base de paramètres différents de ceux de l'OÉI. Elle note que l'OÉI offre un service visant les mêmes buts que le Programme, mais d'une qualité que l'on pourrait qualifier de supérieure et à un coût près de cinq fois moins cher que le Programme¹⁰⁴.

¹⁰² Pièces [C-UC-0007](#), p. 13, et [A-0040](#), p. 265 et 266.

¹⁰³ Pièce [C-UC-0016](#), p. 14.

¹⁰⁴ Pièces [C-UC-0016](#), p. 14, et [A-0040](#), p. 72.

[147] L'UC est d'avis que les éléments commerciaux fournis par le Distributeur pour justifier le niveau de l'incitatif à 70 \$/kW sont très insuffisants. Selon elle, le Distributeur ne soumet aucune justification probante et n'a testé aucun autre niveau d'incitatif. L'intervenante souligne également la faiblesse de la justification du Distributeur du niveau de l'incitatif par les sommes requises pour couvrir au minimum les coûts directs associés à une participation au Programme :

« Le Distributeur possède une bonne description des coûts directs du programme GDP. Malheureusement, cette description n'est d'aucune utilité dans le cadre de ce dossier puisqu'elle reste anecdotique. Compte tenu des montants en jeux, cette preuve est nettement insuffisante. Des informations sur des sommes réellement engagées par les participants sont nécessaires. Or, le Distributeur n'en possède aucune »¹⁰⁵. [nous soulignons]

[148] Pour appuyer son analyse, l'UC réfère à la preuve du Distributeur :

« [...] Depuis le lancement du Programme, les clients n'ont pas à fournir les coûts d'investissement des projets. Le Distributeur n'est donc pas en mesure d'indiquer quel serait le coût de l'investissement moyen pour les projets des participants. Il ne croit pas non plus que l'on puisse inférer sur ce coût moyen sur la base des données fournies dans le cadre du projet pilote »¹⁰⁶.

[149] En argumentation, l'UC insiste sur le fait que le montant de l'appui financier de 70 \$/kW n'a pas été justifié par le Distributeur :

« [...] UC se doit d'insister sur le fait que le Distributeur a le fardeau de prouver la légitimité et le bienfondé de sa demande et des éléments à son soutien.

UC soumet que le Distributeur ne s'est pas déchargé de ce fardeau et qu'il n'a pas établi que l'appui financier de 70 \$/kW était bien fondé et justifié »¹⁰⁷.

« Malgré ces affirmations, à l'effet que l'appui financier devrait prendre en considération les coûts pour le client, le Distributeur n'a pas tenté d'évaluer les besoins de la clientèle, par groupe type de clients ou autrement.

¹⁰⁵ Pièce [C-UC-0007](#), p. 15.

¹⁰⁶ Pièce [B-0017](#), p. 6.

¹⁰⁷ Pièce [C-UC-0016](#), p. 5.

Le Distributeur n'a pas non plus, cherché à connaître quels investissements étaient requis par les participants pour pouvoir participer au programme GDP. [note de bas de page omise]

Bref, le Distributeur ne dispose pas d'information sur la réalité des coûts des clients, et n'a donc pas pu considérer objectivement ces coûts dans la fixation du 70 \$/kW.

[...]

UC soumet que de ne pas avoir d'information sur les coûts d'investissements ou de participation des clients au programme nous force à conclure que le 70 \$ d'appui financier n'a pas été raisonnablement justifié en lien avec les besoins des clients.

[...]

[...] le Distributeur a la responsabilité de limiter cet appui afin d'obtenir le « service » au meilleur coût »¹⁰⁸.

[150] L'UC est d'avis que le Programme n'est pas optimal pour les stations de ski. Le service d'effacement que ces participants peuvent offrir au Distributeur ne serait pas non plus optimal, un tel effacement ne leur étant possible que de la fin du mois de décembre à la fin du mois de janvier¹⁰⁹. Le Distributeur rappelle ce fait pour justifier que cette clientèle n'obtient un appui financier que d'environ 50 % du maximum offert par le Programme¹¹⁰. Puisque cette clientèle est quand même satisfaite du Programme, bien qu'elle ne puisse toucher qu'une partie de son appui financier, l'intervenante conclut que les sommes versées par le Programme sont trop généreuses et qu'elles se rapprochent d'un programme de subvention¹¹¹.

¹⁰⁸ Pièce [C-UC-0016](#), p. 6.

¹⁰⁹ Pièce [C-UC-0016](#), p. 7.

¹¹⁰ Pièce [B-0058](#), p. 5 et 6.

¹¹¹ Pièce [C-UC-0016](#), p. 7.

5. OPINION DE LA RÉGIE

5.1 NATURE JURIDIQUE DU PROGRAMME

[151] Dans sa décision tarifaire D-2018-025, la Régie constatait que les caractéristiques du Programme et son traitement réglementaire rendaient difficile la qualification de sa nature juridique. Elle demandait au Distributeur de clarifier cette qualification dans un dossier dans lequel elle examinerait également la rentabilité du Programme.

[152] La Loi prévoit plusieurs des caractéristiques des véhicules réglementaires que le Programme peut emprunter et vient prescrire le traitement des coûts de certains véhicules réglementaires ou édicter les critères permettant leur inclusion aux tarifs du Distributeur.

[153] Par ailleurs, plusieurs principes réglementaires ont également été examinés et adoptés par la Régie pour compléter les dispositions de la Loi, selon les besoins particuliers soulevés et pour consolider les critères législatifs d'établissement des tarifs de distribution.

[154] Ainsi, il découle de la qualification de la nature juridique du Programme des conséquences réglementaires sur l'examen de sa rentabilité, sur les critères tarifaires applicables et sur le traitement réglementaire de ses coûts.

[155] Dans cette même décision, la Régie soulignait l'incertitude entourant la qualification du Programme, alors que ce dernier était parfois traité par le Distributeur comme une IEÉ et, parfois, comme un approvisionnement dont les coûts étaient à la fois constatés dans le compte de *pass-on* et au compte d'écarts et de reports (CÉR) des IEÉ pour ses charges d'exploitation.

[156] La Régie est d'avis qu'il importe que les conséquences qui découlent de cette qualification fondée sur les caractéristiques attribuées au Programme et sur le traitement de ses coûts soient conformes aux critères de la catégorie réglementaire retenue, qu'ils soient prévus par la Loi ou développés en vertu des principes réglementaires qu'elle a édictés. Ainsi, à partir des caractéristiques et objectifs du Programme, l'examen de sa nature juridique vise à assurer la cohérence entre ces derniers et le véhicule réglementaire retenu par le Distributeur pour le Programme.

[157] Par conséquent, la Régie retient que la qualification de la nature juridique retenue doit se fonder sur les caractéristiques du Programme et être conforme aux objectifs visés par le Distributeur. Dans le cadre de son examen, la Régie doit également considérer le caractère complémentaire et harmonieux entre les objectifs du Programme et ceux des autres programmes, moyens et outils réglementaires.

[158] De l'examen de la preuve, la Régie retient les trois principaux objectifs visés par le Distributeur pour le Programme, soit :

- assurer l'équilibre offre-demande de son bilan en puissance;
- respecter le critère de fiabilité de son réseau;
- retarder la nécessité d'un appel d'offres de long terme en puissance.

[159] Afin d'atteindre ces objectifs, le Programme a pour principale caractéristique d'être un moyen à la disposition du Distributeur pour combler ses besoins dans son bilan en puissance. Il s'inscrit comme une mesure de gestion de la puissance à la pointe par de l'effacement à la pointe, à même les ressources énergétiques déjà disponibles.

[160] La justification de l'appui financier proposé pour le Programme repose sur sa capacité à fournir un produit permettant d'interrompre ou d'effacer la puissance effective. À cet égard, la Régie note que le Distributeur fait le lien entre le fait que le Programme revêt la forme d'un produit en puissance et une portion de la valeur monétaire qu'il lui accorde¹¹².

[161] La réduction de l'appel de puissance des participants est de nature volontaire. La Régie en comprend qu'il appartient au participant de déterminer le niveau de puissance qu'il est en mesure d'interrompre et dont il est disposé à offrir l'effacement contre rémunération.

[162] Les participants au Programme ne sont pas des producteurs ou des négociants d'électricité, mais sont des clients existants du Distributeur ou des agrégateurs utilisant les capacités d'effacement de clients existants du Distributeur.

¹¹² Pièce [B-0054](#), par. 20.

[163] Parmi les caractéristiques du Programme, la Régie retient également la flexibilité du produit, le recours à une entente de participation contractuelle, l'utilisation d'agrégateurs et de représentants commerciaux comme tierces parties ainsi que le fait que le Programme ne constitue pas une option tarifaire.

[164] La Régie observe que le Programme figure parmi les ressources sous le contrôle du Distributeur et qu'il est inscrit par ce dernier comme une contribution pour respecter le critère de fiabilité du NPCC¹¹³. Cette détermination du Distributeur d'inscrire le Programme parmi les offres au bilan en puissance est prédominante et essentielle à la détermination de sa nature juridique.

[165] Ainsi, dans le bilan en puissance préliminaire du Distributeur¹¹⁴, le Programme figure parmi les « Interventions en gestion de la demande en puissance » qui sont classées, avec l'OÉI, sous la section « Approvisionnements additionnels requis », dans la partie offre du bilan.

[166] L'examen du bilan en puissance du Distributeur révèle que les mesures d'efficacité énergétique s'inscrivent plutôt au bilan de puissance sous la section « Besoins à la pointe » en venant réduire d'autant les besoins qui y sont indiqués. C'est à partir de l'évaluation de ces besoins que la décision doit être prise quant à un recours à de nouveaux approvisionnements et à la procédure d'appel d'offres prévue par la Loi.

[167] À cet égard, la Régie observe que le Programme contribue à l'offre pour satisfaire les besoins en puissance et équilibrer le bilan du Distributeur. Ainsi, le Programme offre un moyen de combler les besoins en puissance une fois la demande prévisible matérialisée.

[168] Par ailleurs, la Régie dénombre plusieurs autres composantes, dont les contrats d'approvisionnements en puissance post-patrimoniaux en vigueur et les différents outils de gestion de la demande en puissance, comme l'OÉI, dans la même section que le Programme. Ces derniers outils viennent cristalliser une contribution en puissance marginale et dérivée des sources d'approvisionnement existantes (électricité patrimoniale ou contrats d'approvisionnement post-patrimoniaux). Ces outils et options partagent l'objectif de repousser le recours à de nouveaux appels d'offres.

¹¹³ Pièce [B-0038](#), R6.7.

¹¹⁴ Pièce [B-0010](#), p. 6.

[169] D'emblée, selon les objectifs et caractéristiques du Programme, la Régie conclut que sa nature juridique n'est pas celle de programmes commerciaux puisque les objectifs recherchés par ces programmes ne concordent pas avec ceux du Programme.

[170] De ces objectifs et caractéristiques, la Régie conclut également qu'il ne s'agit pas d'un approvisionnement assujéti à la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi.

[171] En effet, d'une part, en toute cohérence avec les principes réglementaires qu'elle a énoncés au fil des différents dossiers, la Régie est notamment d'avis que les participants au Programme ne peuvent être assimilés à des fournisseurs d'électricité, au sens de la Loi. Elle juge également que le Programme ne peut être considéré comme un contrat d'approvisionnement au sens de la Loi.

[172] D'autre part, la Régie note que la position du Distributeur selon laquelle le Programme n'est pas un contrat d'approvisionnement est appuyée par les intervenants. En effet, les participants endossent la prémisse voulant que le Programme puisse être un moyen de gestion de la consommation pour approvisionner en puissance à la pointe, sans être soumis à la procédure d'appel d'offres.

[173] De plus, aux fins de son interprétation, la Régie juge déterminant le fait que le Programme soit, d'une part, un produit de puissance résultant de l'effacement ou de l'interruption à la pointe des participants et, d'autre part, qu'il soit extrait des ressources déjà disponibles. Cette dernière caractéristique suffit pour justifier l'exemption du Programme de la procédure d'appel d'offres visant l'acquisition de nouvelles ressources afin de fournir la puissance requise pour combler les besoins des marchés québécois.

[174] Comme mentionné précédemment, le Distributeur souligne que la gestion de la consommation constitue l'utilisation de l'électricité au meilleur moment, soit une optimisation des sources d'énergie, et que cette gestion est l'un des trois volets de l'efficacité énergétique. Il argumente que le Programme cadre parfaitement avec cette notion parce que son objectif est une réduction des besoins en pointe générée par un effacement ou un recours à une autre forme d'énergie.

[175] Les intervenants présentent des positions différentes à propos de la qualification du Programme en mesure d'efficacité énergétique.

[176] Dans l'exercice de sa compétence, la Régie juge qu'il importe que la qualification retenue soit fondée sur la conformité entre les caractéristiques du Programme et les principes réglementaires qui définissent les mesures d'efficacité énergétique.

[177] Les arguments du Distributeur portant sur la parenté conceptuelle entre les moyens de gestion de la consommation et les IEE dans son examen du Programme auraient été plus convaincants s'ils étaient cohérents avec les caractéristiques du Programme.

[178] Il semble exister un certain clivage entre la notion de programme de gestion de la consommation pour réduire les besoins en pointe et les propos du témoin du Distributeur selon lesquels l'essence de la valeur du Programme réside, non pas dans une éventuelle réduction des besoins, mais dans son inscription au bilan en puissance et dans sa disponibilité à être utilisé si le besoin se matérialise, même s'il n'est jamais utilisé¹¹⁵.

[179] Par ailleurs, la preuve révèle, entre autres, que les caractéristiques du Programme, notamment quant aux plages horaires pour lesquelles le Distributeur peut demander aux participants de s'effacer, ne permettent pas toujours de l'utiliser lors des pointes du réseau. Elle révèle également que le Programme, lorsqu'il requiert le recours à une autre forme d'énergie avec des équipements nettement moins performants, ne peut réellement participer à une optimisation des sources d'énergie, comme le voudrait l'efficacité énergétique.

[180] Selon la Régie, il ressort de la preuve que les caractéristiques privilégiées par le Distributeur pour la mise en place du Programme n'ont pas pour objet de favoriser l'utilisation de l'électricité au meilleur moment pour une optimisation des sources d'énergie. D'ailleurs, certaines de ces caractéristiques contreviennent directement aux principes des différents volets de l'efficacité énergétique.

[181] La Loi prévoit des dispositions qui s'attardent directement au traitement réglementaire des mesures d'efficacité énergétique. Plus spécifiquement, l'article 72 de la Loi prévoit que le plan d'approvisionnement du Distributeur est composé, à l'équilibre, des besoins des marchés québécois et des contrats de fourniture d'électricité requis pour leur satisfaction. Il stipule que lors de la planification des approvisionnements du Distributeur,

¹¹⁵ Pièce [A-0037](#), p. 40 et 89.

l'impact prévisible attribuable aux mesures d'efficacité énergétique doit être considéré avant de prévoir de nouveaux approvisionnements requis et recourir à la procédure d'appel d'offres prévue afin de les obtenir. Enfin, il prévoit que les besoins des marchés québécois s'apprécient après en avoir déduit l'impact, en puissance ou en énergie, attribuable aux mesures d'efficacité énergétique.

[182] Ainsi, la Loi stipule que les IEÉ sont considérées, en réduction des besoins des marchés québécois, comme une composante de la demande au bilan en puissance et, qu'à cet égard, elles s'y insèrent, avant le recours aux approvisionnements requis.

[183] Pour être cohérent avec son argument juridique à l'effet que le Programme est une mesure d'efficacité énergétique au sens de l'article 72 de la Loi, le Distributeur aurait dû le classer en réduction des besoins de la clientèle, dans la partie demande du bilan.

[184] À cet égard, il faut noter que l'objectif premier du Programme est d'assurer l'équilibre offre-demande du bilan en puissance, assurant par le fait même le respect du critère de fiabilité. Ainsi, le Distributeur place le Programme dans le volet offre du bilan, ce qui ne cadre pas avec les prescriptions de la Loi qui requièrent que les IEÉ viennent plutôt réduire l'inscription des besoins au bilan.

[185] Le caractère dichotomique du bilan en puissance (offre-demande) ne permet pas de considérer le Programme à la fois comme une réduction de la demande et comme une ressource offerte. La Régie considère que son inscription, par le Distributeur, comme ressource offerte est un indicatif déterminant de sa nature juridique.

[186] La Régie ne retient pas l'argument du Distributeur à l'effet que le Programme intervient dans le bilan en puissance en agissant sur la réduction des besoins des marchés québécois. Les caractéristiques du Programme ne lui permettent pas de considérer, par analogie à la contribution en puissance des IEÉ, que la réduction de consommation d'électricité qu'il entraîne contribuerait à un abaissement des besoins en puissance.

[187] Parmi les autres caractéristiques du Programme qui ne cadrent pas avec les programmes en IEÉ, il faut également considérer que la flexibilité des moyens utilisés par les clients pour s'effacer à la pointe et l'absence de surveillance ou de limitation de ceux-ci impliquent notamment le recours à des groupes électrogènes ou à d'autres sources d'énergie non renouvelable, ce qui contrevient aux principes qui sous-tendent l'efficacité énergétique.

[188] De plus, l'absence de contrôle du Distributeur sur les interruptions et le caractère non contraignant envers les clients omettant de s'effacer à la pointe ne permettent pas d'affirmer, comme le fait le Distributeur, que le Programme permet l'optimisation de l'utilisation de l'énergie.

[189] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie juge que le Programme ne peut être qualifié d'IEÉ.

[190] En conclusion, après l'examen des objectifs et caractéristiques du Programme, la Régie détermine qu'il est un moyen d'approvisionnement. En effet, elle constate de la preuve que le Programme est présenté comme un produit ou un moyen d'approvisionnement qui intervient dans l'offre en puissance.

[191] La Régie est d'avis que la contribution en puissance du Programme, par son potentiel en puissance interrompue, n'est souscrite que lorsque des besoins en puissance coïncident à la pointe se matérialisent. Cela justifie sa présentation parmi les offres d'approvisionnement. Ainsi, le recours au Programme pour abaisser les besoins en puissance sera nécessaire et les participants seront rémunérés pour cet abaissement uniquement lorsque ces conditions seront rencontrées. La preuve du Distributeur révèle qu'il a conçu le Programme pour être un moyen flexible de gestion pour répondre à un besoin ponctuel en puissance à la pointe, lorsqu'il se manifeste.

[192] En outre, en expliquant comment il choisit parmi ses moyens de GDP et de quelle façon il les sélectionne pour répondre à un besoin spécifique, le Distributeur exprime l'essence de ce que constitue une offre d'approvisionnement.

[193] La preuve sur les motifs retenus par le NPCC pour approuver cette ressource au bilan du Distributeur n'est pas concluante pour la Régie. Par ailleurs, elle constate que le Programme apparaît comme une offre en puissance visant à équilibrer le bilan du Distributeur et respecter la fiabilité de son réseau. Afin de pouvoir compter sur cette ressource, le Distributeur doit lui reconnaître les caractéristiques d'une offre en puissance.

[194] D'ailleurs, le Distributeur fait valoir que cette caractéristique du Programme est déterminante pour lui et qu'elle contribue à sa valeur, en considérant que sa contribution procure une garantie de puissance, caractéristique dont il ne peut bénéficier avec un achat horaire de court terme¹¹⁶.

[195] Ainsi positionné dans l'offre des approvisionnements existants au bilan en puissance, le Programme conserve sa capacité à reporter le recours à un nouvel appel d'offres pour un approvisionnement de long terme en puissance et vient offrir un produit de puissance ponctuel, lorsque la demande se matérialise à la pointe. Il peut aussi remplir son rôle contributif dans le respect du critère de fiabilité requis par le NPCC, sans devoir être considéré comme une mesure d'efficacité énergétique en vertu de l'article 72 de la Loi.

[196] La Régie juge que ces motifs sont déterminants et justifient, à la fois, le statut de moyen d'approvisionnement du Programme, son classement dans la section offre du bilan en puissance et l'utilisation de ce dernier, avant le recours à la procédure d'appel d'offres pour de nouveaux approvisionnements.

[197] La Régie considère qu'il y a un caractère indissociable entre le Programme et l'OÉI dans leur contribution au bilan en puissance du Distributeur, que les deux moyens jouent un rôle très similaire à titre de moyens d'approvisionnement optionnels permettant de respecter le critère de fiabilité du réseau auprès du NPCC. De plus, avant la décision D-2018-025 et la demande de la Régie de clarifier la nature juridique du Programme, il faut noter que le traitement des coûts du Programme et de l'OÉI était pratiquement identique.

[198] Ainsi, la Régie juge que la preuve portant sur la similitude de traitement de l'OÉI et du Programme est suffisamment bien étayée pour fonder son opinion à l'effet qu'ils partagent la même qualification réglementaire.

¹¹⁶ Pièce [B-0054](#), par. 20.

[199] Elle constate que le traitement des coûts de l'OÉI a toujours été conforme à celui d'un tarif, que l'OÉI a toujours été traitée comme un moyen d'approvisionnement existant, par opposition à un nouvel approvisionnement à acquérir, et qu'elle est associée, avec le Programme, à un moyen de gestion en puissance.

[200] En conséquence, à la suite de l'examen des différentes catégories réglementaires, la Régie juge que le Programme, tel que mis en œuvre actuellement et avec les caractéristiques préconisées par le Distributeur, constitue plutôt une offre tarifaire, de nature optionnelle. Le Distributeur doit donc respecter les caractéristiques inhérentes qui se rapportent à cette catégorie réglementaire.

[201] Ainsi, le Programme sera considéré comme une offre pour équilibrer le bilan en puissance du Distributeur et pourra contribuer au respect du critère de fiabilité de son réseau comme moyen d'approvisionnement.

[202] Puisque le Programme n'est pas présenté sous le format d'un tarif, la Régie crée une phase 2 au présent dossier lors de laquelle elle procédera à l'examen d'une nouvelle option tarifaire basée sur les caractéristiques du Programme reconnues par la présente décision. Elle demande au Distributeur d'y soumettre une proposition de modalités tarifaires ainsi que le texte des tarifs liés à cette nouvelle offre tarifaire optionnelle pour en permettre l'approbation et la fixation par la Régie.

[203] La Régie demande au Distributeur de soumettre cette proposition tarifaire au plus tard le 27 février 2020, à 12 h.

[204] En demandant cette proposition, la Régie ne remet pas en doute la contribution et le rôle important que jouent les agrégateurs dans le succès du Programme. Elle constate d'ailleurs que le Distributeur a modélisé le Programme pour leur permettre de remplir un rôle qui contribue à son succès actuel. Toutefois, elle juge qu'il serait possible pour le Distributeur de libeller une option tarifaire qui viendrait refléter, sans le modifier, le rôle de chaque partie au Programme.

[205] La Régie note que le Distributeur préconise le maintien de la rémunération directe des agrégateurs et que cette position peut présenter un défi dans une option tarifaire. Elle considère que ce motif ne doit pas prévaloir sur les caractéristiques prédominantes qu'elle a reconnues au Programme et qui le qualifie comme une offre tarifaire. Elle invite le Distributeur à rechercher une alternative conciliant le rôle commercial des agrégateurs et la

nature réglementaire reconnue au Programme. À première vue, deux options sont envisageables, soit l'intégration de l'agrégateur au texte des tarifs ou la rémunération directe des clients du Distributeur pour leur effacement en puissance.

[206] Sans faire une revue exhaustive de l'offre tarifaire existante, la Régie note au passage que les dispositions du tarif de développement économique et celles du tarif pour le maintien de la charge semblent prévoir des obligations contractuelles en marge de la relation tarifaire qui présentent des similitudes avec les préoccupations invoquées par le Distributeur.

[207] Selon des modalités similaires, ces deux options tarifaires prévoient des conditions et modalités d'application qui incluent une entente contractuelle, hors tarif, découlant d'une démarche semblable au Programme. Ainsi, une demande du participant doit être examinée par le Distributeur qui doit vérifier le respect de certains critères et signer une entente commerciale, le cas échéant.

[208] Ainsi, la Régie y voit une avenue intéressante pour inspirer le Distributeur dans sa rédaction des textes tarifaires relatifs au Programme.

5.2 RENTABILITÉ DU PROGRAMME

[209] La Régie reconnaît que le Programme est nécessaire puisqu'il permet de diversifier les moyens de gestion de puissance du Distributeur. Toutefois, elle ne peut conclure à sa rentabilité en regard de la preuve soumise au dossier par le Distributeur.

[210] Le Distributeur justifie la rentabilité du Programme en se basant, notamment, sur des coûts évités de fourniture de puissance de long terme afin d'établir la valeur maximale de l'appui financier offert. Selon lui, tout appui financier offert sous cette borne maximale est ainsi justifié.

[211] La Régie ne partage pas ce point de vue à l'effet que le coût évité en puissance de long terme doit être utilisé pour toute la période du Programme, soit jusqu'en 2026.

[212] Le Distributeur fait la démonstration, au tableau qui suit, que le Programme aurait un effet bénéfique sur les tarifs puisqu'il indique une VAN de 131,2 M\$¹¹⁷. Ce tableau utilise les coûts évités en puissance de court terme jusqu'en 2022-2023 et de long terme de 2023-2024 à 2025-2026 et considère la totalité des coûts évités en transport et distribution.

TABLEAU 12
TNT EN UTILISANT LES COÛTS ÉVITÉS DE COURT TERME JUSQU'EN 2022-2023

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
(1) GDP Affaires (MW réduits)		287	360	370	380	415	425	445	455
Appui financier									
(2) Appui unitaire @ 70\$/kW		70	70	70	70	70	70	70	70
(3) = (2) x (1) Total (M\$)	180,9	20,1	25,2	25,9	26,6	29,1	29,8	31,2	31,9
Charges de commercialisation et exploitation (M\$)									
(4)	4,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
Pertes de revenus									
(5) Revenu marginal unitaire tarif M (¢/kWh)		7,88	8,04	8,21	8,39	8,56	8,74	8,93	9,12
(6) GWh pour 100 heures		29	36	37	38	42	43	45	46
(7) Total (M\$)	21,9	2,3	2,9	3,0	3,2	3,6	3,7	4,0	4,1
(8) = (7) x (6)									
(9) = (3) + (4) + (8) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	207,7	23,0	28,8	29,6	30,5	33,3	34,2	35,9	36,8
Coûts évités fourniture									
(10) Coût unitaire (\$/kW)		20	20	21	21	22	122	124	127
(11) = (10) x (1) Total (M\$)	153,4	5,7	7,3	7,7	8,1	9,0	51,7	55,3	57,6
Coûts évités transport et distribution									
(12) Coût unitaire (\$/kW)		67	68	70	71	72	74	75	77
(13) = (12) x (1) Total (M\$)	185,5	19,2	24,6	25,7	27,0	30,0	31,4	33,5	34,9
(14) = (11) + (13) Coûts évités totaux (M\$)	338,9	24,9	31,9	33,4	35,0	39,0	83,1	88,8	92,6
(15) = (14) - (9) TNT (M\$)	131,2	1,9	3,1	3,8	4,5	5,7	48,9	52,9	55,8

Source : Pièce [B-0035](#), p. 4, tableau 2.

[213] Plusieurs intervenants remettent en cause l'utilisation du coût évité de puissance à long terme ainsi que des coûts évités de transport et de distribution. Il convient d'examiner l'à-propos de ces hypothèses aux fins de l'analyse de rentabilité.

¹¹⁷ Pièce [B-0035](#), p. 4, tableau 2.

[214] Le Distributeur entrevoit des besoins en puissance de long terme dès l'hiver 2022-2023, même en tenant compte de la contribution du Programme. Sans la contribution des programmes de GDP, le Distributeur devrait devancer des approvisionnements de long terme pour répondre à des besoins dès l'hiver 2020-2021, car la contribution des transactions de court terme ne serait plus suffisante pour équilibrer le bilan et respecter le critère de fiabilité¹¹⁸.

[215] Certains intervenants remettent en cause l'utilisation des coûts évités de long terme dans l'analyse du Distributeur pour divers motifs. Ils identifient, notamment, le fait que les caractéristiques du Programme diffèrent substantiellement de celles des appels d'offres sur lesquels sont basés les coûts évités. Il y a aussi le fait que, dans le cadre de l'analyse, le Distributeur remplace l'ensemble des achats de court terme et non seulement ceux liés au Programme, ce qui a pour effet de fausser les conclusions. Enfin, les intervenants rappellent que la Régie avait requis, dans sa décision D-2018-025, que le Distributeur détermine la rentabilité du Programme à l'aide des coûts marginaux représentatifs des réalités du Programme, ce qui n'a pas été fait en utilisant les coûts évités en puissance de long terme.

[216] La Régie aurait souhaité obtenir un coût marginal plus représentatif des caractéristiques du Programme, soit notamment une centaine d'heures d'interruption en hiver. À défaut de ce coût marginal, la Régie évalue la rentabilité à l'aide du coût évité en puissance.

[217] La Régie estime qu'il n'est pas adéquat d'utiliser les coûts évités en puissance de long terme sur l'entièreté de l'horizon de la période pour l'analyse de rentabilité du Programme. Comme mentionné dans la preuve, ce n'est qu'à l'hiver 2023-2024 que le Programme permet réellement de reporter un appel d'offres de long terme puisque, pour les hivers précédents, les besoins en puissance peuvent être comblés au moyen d'achats de court terme. La Régie détermine, en conséquence, qu'il est inadéquat d'utiliser les coûts évités de long terme pendant les premières années du Programme.

¹¹⁸ Pièce [B-0054](#), p. 3.

[218] Ainsi, le Programme semble être en mesure d'offrir à long terme une contribution au bilan en puissance du Distributeur. Cependant, tel qu'il est actuellement conçu, le Programme s'apparente aussi aux moyens de gestion de puissance de court terme, notamment sur la base des modalités relatives à l'obligation contractuelle des participants. La Régie note que l'ACEFQ, l'ACEFO et le RNCREQ font le même constat.

[219] Dans ce contexte, la Régie conclut que le TNT du Programme, sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2017-2026, doit tenir compte d'un coût évité de fourniture en puissance de court terme sur l'horizon 2018-2019 à 2022-2023 et de long terme pour la période de 2023-2024 à 2025-2026.

[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 Programme¹¹⁹.

[221] Ainsi, le Distributeur, dans ses réponses aux DDR¹²⁰, 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.

¹¹⁹ Pièces [B-0004](#), p. 15, [B-0025](#), p. 17, R5.2, [B-0038](#), p. 8, R2.4, et [B-0054](#), p. 15, par. 83 et 84.

¹²⁰ Voir notamment les réponses aux questions 4.7 et 4.9.1 de la pièce [B-0015](#), p. 19 et 20 : « [Réponse 4.9.1] *Non, les heures utilisées dépendent des moyens à la disposition du Distributeur. Le Programme est utilisé en complémentarité avec les autres moyens du portefeuille. Ceci étant, dépendamment de la pointe prévue et des déficits anticipés, le Distributeur peut ne pas appeler l'ensemble de ses moyens de gestion en puissance. De plus, un événement GDP ne pouvant survenir les fins de semaine ou les jours fériés, le Programme ne contribuera jamais aux heures de forte demande comprises dans ces périodes* ».

[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 »¹²¹.

[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 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 2025-2026¹²².

[227] Ce constat rejoint celui de l'ACEFO. De plus, cette augmentation tarifaire pourrait être supérieure si les charges liées à d'autres programmes de GDP, comme l'OÉI, devaient être revues à la hausse pour présenter une offre équivalente à celle du Programme.

¹²¹ Pièce [B-0058](#), p. 16, par. 90.

¹²² Pièce [B-0035](#), p. 4, tableau 2; VAN de la ligne 11 (153,4 M\$) – VAN de la ligne 9 (207,7 M\$) = -54,3 M\$.

[228] Par ailleurs, la Régie observe que la neutralité tarifaire du Programme pourrait être atteinte sur un horizon plus long d'analyse que celui du plan d'approvisionnement, soit 2026. Cependant, la preuve au dossier ne permet pas de confirmer cette affirmation.

[229] La Régie estime également qu'une optimisation de la valeur de l'appui financier du Programme, telle que traitée ci-après, pourrait assurer la neutralité tarifaire, voire exercer une pression à la baisse sur les tarifs.

5.3 OPTIMISATION DE L'APPUI FINANCIER

[230] Le Distributeur soutient que ce sont les caractéristiques du Programme, telles que présentées, qui doivent être considérées dans l'appréciation de ce dernier :

« 12. [...] Autrement dit, le présent dossier ne vise pas à définir un nouveau programme suivant les souhaits ou les suggestions des différents intervenants au dossier »¹²³.

[231] La Régie ne partage pas ce point de vue. Elle croit qu'il peut être pertinent de revoir certaines modalités si cette revue permet d'assurer la neutralité tarifaire du Programme.

[232] L'approche du Distributeur permet d'établir la valeur maximale de l'appui financier sur la base des coûts évités en puissance de long terme. Selon le Distributeur, tout appui financier offert sous cette borne maximale est justifié.

[233] La Régie considère plutôt que cette approche, bien qu'elle permette de remplir une condition nécessaire à l'approbation du Programme, ne constitue pas une condition suffisante à son approbation.

[234] Elle estime qu'une telle approche ne permet pas de déterminer si l'appui financier offre uniquement la rémunération suffisante pour mener à l'effacement visé par le Programme, tout en cherchant à minimiser ses coûts, dans l'intérêt de l'ensemble de la clientèle qui le paie. Autrement dit, cette approche ne permet pas de déterminer des tarifs justes et raisonnables.

¹²³ Pièce [B-0054](#), p. 3.

[235] Le Distributeur reconnaît que dans le cas de l'OÉI, il n'est pas nécessaire de verser le maximum d'appui financier à chaque catégorie de participants et pour chacune des mesures. Il suffit de verser l'appui financier nécessaire pour susciter l'intérêt de la clientèle :

« Les modalités actuelles des OÉI suscitent suffisamment d'intérêt chez les clients pour permettre au Distributeur de compter sur une contribution de l'ordre de 1 000 MW dans son bilan. À cet effet, le Distributeur rappelle que le potentiel des OÉI semble atteint. Dans ces conditions, le Distributeur ne voit aucune nécessité à bonifier l'appui financier offert par les OÉI. »

Il est important de souligner qu'un traitement équitable des clients n'implique pas de verser l'aide financière maximale à chaque catégorie, pour chacune des mesures proposées par le Distributeur. Il s'agit plutôt de verser l'appui financier nécessaire pour susciter l'intérêt de la clientèle visée, et ce, dans un souci de minimisation des coûts, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle »¹²⁴.

[236] La Régie note également que dans son approche, le Distributeur semble traiter les différentes options et les programmes de GDP de façon distincte et isolée. Il affirme d'ailleurs :

« Finalement, la rentabilité des options tarifaires ou celles des programmes n'ont pas à être comparées entre elles »¹²⁵.

[237] La Régie juge, au contraire, qu'il est important de prendre en compte l'impact qu'un programme de GDP peut avoir sur les autres programmes et options tarifaires de GDP en ce qui a trait aux modalités et au niveau de la rétribution des kilowatts effacés. Bien que des différences importantes puissent être justifiées entre différents programmes et options de GDP, il importe de préserver une certaine cohérence entre eux, en conformité avec le principe de continuité tarifaire.

¹²⁴ Pièce [B-0015](#), p. 42.

¹²⁵ Pièce [B-0015](#), p. 42.

[238] La Régie constate que le montant de l'appui financier au Programme et ses modalités d'application se démarquent de ceux de l'OÉI et des options de crédit hivernal¹²⁶. Par exemple, pour un effacement lors d'événements de pointe critique totalisant 50 heures au cours d'un hiver, les participants recevraient 70 \$/kW au Programme contre 25 \$/kW à l'OÉI ou aux options de crédit hivernal.

[239] La Régie constate également que si le montant d'appui financier du Programme par kW effacé était offert à l'OÉI, la facture de l'OÉI augmenterait d'environ 56 M\$ par rapport au coût moyen de 14 M\$ pour les trois derniers hivers¹²⁷. Elle est donc préoccupée par les possibles conséquences qu'une analyse de la rentabilité du Programme, pris individuellement, pourraient avoir sur les coûts du portefeuille de moyens de gestion de la puissance.

[240] L'une des caractéristiques prédominantes du Programme est qu'il s'adresse à une large gamme de clientèle, couvrant les catégories des consommateurs domestiques (tarifs DM et DP avec une puissance maximale appelée (PMA) de 50 kW ou plus), des consommateurs aux tarifs généraux petite et moyenne puissance (tarifs G, G9 et M) et des consommateurs non industriels grande puissance (tarif LG avec puissance à facturer minimale (PFM) de 5 000 kW ou plus).

[241] La Régie constate qu'à l'hiver 2017-2018, les clients du tarif M représentaient 56 % des abonnements ou compteurs inscrits au Programme et 68 % de l'effacement, comptant pour 196 des 287 MW effacés durant l'hiver. L'ensemble des clients de petite et moyenne puissance comptait pour 79 % de l'effacement constaté et les clients grande puissance du tarif LG comptaient pour 21 %, soit 60 MW sur les 287 MW effacés¹²⁸.

TABLEAU 13

VENTILATION DES ABONNEMENTS PAR TARIFS

	2015-2016		2016-2017		2017-2018	
	Abonn.	MW	Abonn.	MW	Abonn.	MW
Tarifs DM et DP	25	1	53	3	74	4
Tarifs G et G9	67	2	495	16	753	28
Tarif M	78	13	648	137	1160	196
Tarif LG	13	10	49	27	70	60
Total	183	25	1245	183	2057	287

Source : Pièce [B-0015](#), p. 37.

¹²⁶ Dossier R-4057-2018 Phase 1, décision [D-2019-037](#), p. 9.

¹²⁷ Pièce [B-0015](#), p. 41.

¹²⁸ Pièce [B-0007](#), p. 8, tableau 2.

[242] La Régie note également que les 1 160 abonnements ou compteurs du tarif M participant au Programme représentent moins de 4 % des abonnements ou compteurs au tarif M.

[243] Par ailleurs, la Régie constate qu'au tarif LG, en excluant les réseaux municipaux, 34 % des abonnements ou des compteurs participent au Programme, soit un taux de participation huit fois plus élevé qu'au tarif M¹²⁹.

[244] Selon la FCEI, le fait qu'une large proportion de clients au tarif LG ait adhéré au Programme en seulement trois ans est une indication que l'appui financier pourrait être trop généreux¹³⁰.

[245] Appelé à estimer le potentiel de développement additionnel du Programme pour la catégorie de clientèle au tarif LG, le Distributeur indique :

« Sur la base des informations recueillies auprès de ses délégués commerciaux responsables des clients au tarif LG, le Distributeur estime le potentiel additionnel à environ 25 MW sur un horizon de cinq ans. Il ne dispose pas d'informations quant au nombre de compteurs associés à ce potentiel »¹³¹.

[246] Le Distributeur y voit un signe que l'appui financier n'est pas excessif¹³².

[247] La ventilation des réductions de puissance par strate de réduction montre que 87 % de l'effacement à l'hiver 2017-2018 au tarif M provient des niveaux de moins de 1 000 kW.

¹²⁹ Pièce [B-0038](#), p. 14, tableau R-4.1.

¹³⁰ Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 10.

¹³¹ Pièce [B-0038](#), p. 11.

¹³² Pièce [B-0038](#), p. 15.

TABLEAU 14
VENTILATION DES COMPTEURS AU TARIF M
PAR NIVEAUX DE RÉDUCTION DE PUISSANCE

	2015-2016		2016-2017		2017-2018	
	Comp.	MW	Comp.	MW	Comp.	MW
moins de 200 kW	58	4	447	28	831	45
de 200 à 500 kW	14	5	143	49	238	76
de 500 à 1 000 kW	6	4	36	26	72	50
de 1 000 à 2 000 kW	0	0	20	29	19	24
plus de 2 000 kW	0	0	2	5	0	0
Total	78	13	648	137	1 160	196

Source : Pièce B-0015, p. 38.

TABLEAU 15
VENTILATION DES COMPTEURS AU TARIF LG
PAR NIVEAUX DE RÉDUCTION DE PUISSANCE

	2015-2016		2016-2017		2017-2018	
	Comp.	MW	Comp.	MW	Comp.	MW
moins de 200 kW	4	0	18	1	31	2
de 200 à 500 kW	0	0	13	4	8	3
de 500 à 1 000 kW	5	4	11	10	10	9
de 1 000 à 2 000 kW	4	6	7	13	11	15
plus de 2 000 kW	0	0	0	0	10	32
Total	13	10	49	27	70	60

Source : Pièce B-0015, p. 39.

[248] La Régie constate qu'à l'opposé, 78 % de l'effacement au tarif LG est dû aux strates de 1 000 à 2 000 kW et de plus de 2 000 kW, cette dernière strate regroupant 10 compteurs représentant 53 % de l'effacement au tarif LG.

[249] La preuve du Distributeur donne un portrait plus détaillé des clients participant au tarif LG. Parmi les 70 compteurs participants, la Régie note une prépondérance des édifices à bureaux (au nombre de 26) et des établissements d'enseignement (au nombre de 19).

TABLEAU 16
RÉPARTITION DES COMPTEURS PAR TYPES DE CLIENTS
HIVER 2017-2018

Type de clients	500 à 1 000 kW			1 000 à 2 000 kW			plus de 2 000 kW			Nb total de compteurs inscrits
	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	
Comm. de détail et entreprises de services	1	0,7	3%	1	1,3	5%	-	-	-	4
Édifices à bureaux	6	5,3	4%	3	4,4	7%	2	5,1	10%	26
Centres de données	-	-	-	1	1,1	3%	1	4,3	15%	3
Établissements d'enseignement	2	1,7	6%	3	4,0	3%	2	5,8	6%	19
Secteur de la santé	-	-	-	-	-	-	2	6,3	11%	4
Secteur industriel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Réseaux municipaux	-	-	0%	-	-	-	1	3,3	3%	6
Autres	1	0,9	9%	3	4,8	3%	2	6,9	12%	8
Total	10	8,6	5%	11	15,5	4%	10	31,5	8%	70

Source : Pièce [B-0038](#), p. 11.

[250] Tel qu'indiqué au tableau 16, au niveau actuel de 70 \$/kW, l'appui financier obtenu par les 31 compteurs responsables de 93 % de l'effacement au tarif LG représente un rabais de 3 à 15 % de la facture annuelle d'électricité des participants.

[251] La Régie constate que la strate d'effacement de plus de 2 000 kW représente 53 % de l'effacement au tarif LG. L'appui financier lié à cette strate équivaut en moyenne à 8 % de la facture annuelle contre seulement 4 à 5 % pour les strates de 1 000 à 2 000 kW et de 500 à 1 000 kW. Cette moyenne passe de 8 à 11 % si les réseaux municipaux sont exclus.

[252] Parmi la vaste gamme de participants du Programme, certains clients au tarif LG se démarquent donc par l'ampleur du bénéfice qu'ils tirent de leur effacement par compteur. À la lumière de ce constat, la Régie considère que la suggestion de la FCEI selon laquelle un appui financier uniforme n'est pas la méthode adéquate afin de maximiser la valeur du Programme est pertinente. Un appui financier dégressif, en fonction de la puissance, capterait probablement mieux le profil du prix de réserve de la clientèle¹³³.

[253] Dans son argumentation, le Distributeur estime qu'un appui financier dégressif serait susceptible d'avoir un impact à la baisse significatif de 50 % sur les résultats du Programme :

« 52. L'estimation du Distributeur est à l'effet qu'il y aurait un petit impact à la hausse pour les projets dont la réduction de puissance est inférieure à 200 kW, un très faible impact pour les projets entre 200 et 1 000 kW et un retrait complet des projets dont la réduction de puissance est supérieure à 1 000 kW. »

¹³³ Pièce [C-FCEI-0007](#), p. 11.

53. *Un appui financier dégressif ajouterait également une complexité et une lourdeur sur le plan de la gestion du Programme »¹³⁴.*

[254] La Régie ne partage pas cet avis. À la suite de l'examen des résultats apparaissant au tableau 16, elle n'est pas convaincue que beaucoup de clients de la strate d'effacement de 2 000 kW et plus refuseraient de participer au Programme si leur crédit était réduit de 50 % et ne représentait plus que 5,5 % de leur facture annuelle en moyenne, si on exclut les réseaux municipaux, et jusqu'à 7,5 % de leur facture pour certains participants, plutôt que 11 % en moyenne et jusqu'à 12 ou 15 % de la facture pour certains participants actuellement.

[255] Questionné sur la rentabilité, pour lui, de l'OÉI par rapport à celle du Programme, le Distributeur reconnaît également l'importance de considérer les économies potentielles :

« Les modalités des OÉI et du Programme ont été élaborées en fonction des spécificités propres à chacune des clientèles (par exemple, en matière de risques ou d'économies potentielles) et du niveau du service offert pour le Distributeur »¹³⁵.

[nous soulignons]

[256] La Régie considère que les arguments du Distributeur en faveur d'une distinction de l'offre aux clients du tarif L pour l'OÉI peuvent également s'appliquer au Programme. Il y a une grande différence entre des clients au tarif G ou de petits clients au tarif M (PMA \geq 50 kW) et les clients grande puissance au tarif LG (PFM \geq 5 000 kW).

[257] Selon la Régie, les modalités du Programme pourraient mieux tenir compte des spécificités propres à chaque catégorie de clientèle, notamment le niveau des économies d'échelle potentielles.

[258] À la demande de la Régie, le Distributeur a déposé une simulation, pour l'hiver 2017-2018, de l'application d'un modèle d'appui financier dégressif offrant, à titre illustratif, un appui financier de 80 \$ pour les premiers 200 kW d'effacement, 70 \$ pour les 300 kW suivants, diminuant progressivement jusqu'à 20 \$ le kW pour les effacements au-delà de 2 500 kW.

¹³⁴ Pièce [B-0054](#), p. 11.

¹³⁵ Pièce [B-0015](#), p. 42.

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.

[259] Les effacements de 500 kW et moins recevraient un appui supérieur selon cette hypothèse et les compteurs pour lesquels l'effacement est le plus important seraient négativement affectés. Ainsi, un effacement de 3 000 kW se traduirait, dans cet exemple, par un appui financier de 117 000 \$, soit de 39 \$ par kW. Un tel appui financier 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.

[260] Selon la Régie, un appui financier dégressif, plutôt qu'un appui financier uniforme, permettrait donc d'assurer une meilleure continuité entre les tarifs ou options tarifaires, l'un des grands principes tarifaires.

[261] La Régie constate, d'une part, qu'un appui financier de 20 \$ le kW pour la dernière tranche d'effacement au-delà de 2 500 kW aurait représenté, compte tenu des modalités d'application du Programme, une rétribution de 1,25 \$/kWh pour les 16 heures d'effacement de l'hiver 2015-2016, de 2,22 \$/kWh pour les 9 heures d'effacement de l'hiver 2016-2017 et de 0,80 \$/kWh pour les 25 heures d'effacement de l'hiver 2017-2018, soit l'équivalent d'un crédit hivernal de 1,42 \$/kWh en moyenne pour les trois premiers hivers du Programme. Ceci se compare favorablement aux options de crédit hivernal de 0,50 \$ le kWh offertes aux tarifs D et G.

[262] D'autre part, le Distributeur reconnaît que le niveau d'appui financier du Programme n'est pas le fruit d'une analyse fine des coûts réels pour les clients et qu'il résulte d'échanges entre lui, les partenaires du marché et les clients. Il indique également que l'appui financier n'est pas uniquement établi sur la base des coûts pour le client, mais

également sur celle des objectifs que souhaite atteindre le Distributeur. Il indique de plus qu'il est clair que le niveau d'appui financier doit être plus élevé que les coûts directs pour les participants, faute de quoi la participation serait nulle¹³⁶. Selon la Régie, ce dernier constat ne saurait justifier l'absence d'analyse des coûts encourus par les participants.

[263] Comme le souligne l'UC, le Distributeur ne dispose pas d'information sur la réalité des coûts des clients et n'a donc pu considérer objectivement ces coûts dans la fixation de la rémunération de 70 \$/kW¹³⁷.

[264] La Régie est d'avis qu'une meilleure connaissance des principaux coûts encourus par les participants au Programme constitue un intrant important à l'établissement d'un niveau d'appui financier adéquat, soit le niveau minimum nécessaire pour amener l'effacement visé par le Programme.

[265] Le Distributeur indique d'ailleurs en audience :

« [...] ce qui est proposé n'est absolument pas incohérent avec les principes tarifaires. De même que s'il y avait une option dégressive qui était retenue, ce ne serait pas non plus incohérent avec les principes tarifaires. Cette discrétion-là, on voit dans les différents types de tarifs différentes règles qui sont appliquées au niveau autant de la causalité des coûts que de la réalité commerciale du client.

Puis ce que je conclusais tantôt c'est de dire, mais comme on vous l'a dit quelques fois, nous n'avons pas une information de qualité sur la réalité des coûts des clients actuellement de la GDP, ce qui, selon nous, justifie encore plus de ne pas présumer que les plus gros, ça doit leur coûter moins cher et que ce serait donc approprié de faire un tarif dégressif »¹³⁸. [nous soulignons]

[266] La Régie constate que le Distributeur justifie notamment l'appui financier de 70 \$/kW par le fait que les participants au Programme doivent rentabiliser les investissements requis pour permettre l'effacement demandé par ce dernier. Or, le Distributeur ne possède pas de détails quant au niveau des investissements requis. Il utilise comme approximation le montant d'appui financier minimal de 10,50 \$/kW.

¹³⁶ Pièce [B-0015](#), p. 11 à 13.

¹³⁷ Pièce [C-UC-0016](#), p. 6.

¹³⁸ Pièce [A-0040](#), p. 141 et 142.

[267] La Régie juge qu'il est essentiel de justifier l'appui financier du Programme de façon distincte, selon qu'il s'agit de compenser les coûts annuels récurrents de participation de ceux visant l'installation d'équipements chez les participants. Ces investissements non récurrents ne devraient pas être récupérés à travers un appui financier récurrent, mais plutôt faire l'objet, par exemple, d'une subvention distincte en efficacité énergétique.

[268] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de réduire le montant moyen de l'appui financier au Programme, actuellement fixé à 70 \$/kW, d'un montant équivalent à la compensation pour le coût de l'installation d'équipements chez les participants, actuellement estimé à environ 10,50 \$/kW. Le Distributeur pourra proposer un programme commercial ou une intervention en efficacité énergétique afin d'inciter l'installation d'équipements nécessaires à la GDP chez les participants au Programme.

[269] Toute révision de l'appui financier et des modalités du Programme nécessite une meilleure connaissance de la contribution des principales mesures mises en œuvre pour permettre l'effacement observé au cours des trois derniers hivers. Puisque les coûts directs et indirects récurrents dépendent notamment des mesures mises en œuvre, une meilleure connaissance de ces dernières est souhaitable. Il importe de préciser, par exemple, dans quelle mesure les participants ont recours à des génératrices ou des chaudières à combustible afin d'estimer les coûts en carburant.

[270] La Régie demande au Distributeur d'effectuer un sondage/audit indépendant auprès des participants au Programme afin d'établir un portrait de la contribution des principales mesures ayant permis l'effacement réalisé par chacun des participants au cours des derniers hivers. Une évaluation des différents coûts directs encourus par ces derniers, liés aux effacements lors des événements de GDP, devra être fournie et présentée par types de clients, par tarifs et par niveaux de réduction de puissance. Le Distributeur devra présenter une indication de la distribution des résultats en fournissant les niveaux moyen, médian, minimum et maximum. Le Distributeur devra déposer les résultats de ce sondage/audit ainsi d'une nouvelle proposition d'appui financier dans le cadre de la phase 2 du présent dossier.

[271] La Régie considère qu'il est essentiel que le Distributeur s'assure que les modalités du Programme soient cohérentes avec les autres options tarifaires visant la gestion de la puissance. À cette fin, il importe particulièrement d'assurer une meilleure cohérence entre le Programme et l'OÉI en considérant, notamment, les économies d'échelle lorsque de plus grandes quantités de puissance sont effacées.

[272] Le Distributeur devra déposer, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, une nouvelle proposition comprenant un appui financier dégressif tenant compte de la taille de la charge interrompue. Cette proposition d'appui dégressif devra s'harmoniser avec les crédits applicables à l'OÉI et l'option de crédit hivernal. À titre illustratif, l'appui financier pourrait être de 20 \$/kW pour la dernière strate de réduction de puissance.

5.4 MODALITÉS DU PROGRAMME

5.4.1 RECOURS À DES COMBUSTIBLES FOSSILES

[273] Le Distributeur s'oppose à l'exclusion du recours à des combustibles fossiles à titre de modalité du Programme, puisqu'il soumet qu'il lui est impossible de déterminer quelles mesures sont employées par le client pour réduire sa puissance. Il soumet également qu'il n'est pas non plus possible de déterminer la réduction de puissance par mesures, puisqu'il n'y aurait aucun moyen pratique, dans le cadre de l'exploitation du Programme, de déterminer si des groupes électrogènes ont été utilisés ou non, l'énergie produite par ces groupes électrogènes n'étant pas mesurée par le compteur du client¹³⁹.

[274] Le Distributeur rappelle également que l'information fournie par les clients, lors de l'inscription, identifiant les moyens qu'ils comptent mettre en œuvre pour la réduction de puissance, n'est donnée qu'à titre indicatif. Dans les faits, les mesures réellement mises en œuvre peuvent être différentes de celles prévues lors de l'inscription et varier d'un événement de GDP à un autre au cours d'un même hiver¹⁴⁰.

[275] Le Distributeur soumet de plus que le fait de limiter le recours à des équipements utilisant l'énergie fossile aux seules chaudières affecterait le potentiel de réduction de puissance du Programme¹⁴¹.

¹³⁹ Pièce [B-0054](#), par. 71 à 73.

¹⁴⁰ Pièce [B-0054](#), par. 71 à 73.

¹⁴¹ Pièce [B-0015](#), p. 30.

[276] La Régie prend acte des motifs invoqués par le Distributeur pour ne pas exclure le recours à des combustibles fossiles dans le cadre du Programme. Puisqu'elle considère qu'il est important que le Programme atteigne son plein potentiel, elle ne juge pas opportun, pour le moment, d'exclure le recours à des équipements utilisant l'énergie fossile dans le cadre du Programme.

[277] Cependant, à l'instar de plusieurs intervenants, elle estime qu'il est souhaitable que le Distributeur envisage dès maintenant une alternative à l'utilisation systématique des groupes électrogènes dans le cadre du Programme.

5.4.2 MESURAGE DES KW EFFACÉS POUR LES PROFILS DE CONSOMMATION ATYPIQUE

[278] L'ASSQ considère que le calcul de l'appui financier pour les participants ayant un profil de consommation atypique pénalise les stations de ski, lorsque leur saison d'enneigement est terminée¹⁴². La Régie considère toutefois que la méthode de calcul, telle que décrite par le Distributeur lors de l'audience¹⁴³, permet de rémunérer les MW qui contribuent à la réduction de puissance de chaque événement de GDP. La rémunération qui en découle est donc cohérente avec la contribution des participants à la réduction de puissance des événements de GDP.

[279] La Régie constate que l'absence de consommation d'un participant qui n'est pas en activité lors de l'événement de GDP n'est effectivement pas le résultat d'efforts de sa part. Elle est donc d'avis qu'il est justifié que la rémunération d'un participant qui fait un effort à chaque événement de GDP soit plus élevée que celle d'un participant qui n'a pas à faire un tel effort pour réduire sa consommation lors de certains événements.

[280] La méthode de calcul de l'appui financier du Distributeur pour les participants ayant un profil de consommation atypique apparaît satisfaisante dans le contexte d'un programme visant à rémunérer un effort effectif de réduction de la consommation. Le fait qu'un client, qui fait le choix de ne pas s'effacer et qui contribue à la pointe, soit traité de façon identique, au niveau de la rémunération, qu'un client qui ne peut pas s'effacer parce qu'il ne consomme pas, résulte plutôt de la logique d'une tarification qui fait le choix de ne pas différencier le coût de l'électricité en période de pointe.

¹⁴² Pièce [C-ASSQ-0019](#), p. 6 et 7.

¹⁴³ Pièces [A-0042](#), p. 80 à 92, et [B-0049](#).

[281] Toutefois, la Régie note que l'article 1.2.5 du Guide du participant prévoit :

« 1.2.5 Non-contribution à un Événement de GDP

Si un Participant ne contribue pas à réduire la demande de puissance pour un compteur, relativement à deux Avis de GDP ou plus reçus au cours de la Période d'hiver, Hydro-Québec se réserve le droit de ne pas verser d'Appui financier pour la GDP relative à ce compteur du Projet »¹⁴⁴.

[282] La Régie se questionne sur l'application de cet article aux participants dont la non-contribution à la réduction de la consommation serait due à l'absence d'activités lors des événements de GDP. En effet, contrairement à un participant qui fait défaut de s'effacer, il n'est tout simplement pas possible pour le participant qui n'est pas en activité de réduire sa consommation. De plus, ce dernier a une consommation déjà réduite lors de ces événements, contrairement à un participant qui non seulement ne diminuerait pas sa consommation mais en aurait une plus élevée lors de l'événement de GDP. Il n'y a donc pas de raisons de pénaliser ces participants en leur refusant la rémunération des efforts qu'ils ont fait lors de certains événements de GDP de la période d'hiver.

[283] La Régie demande donc au Distributeur, dans le Programme qu'il soumettra en phase 2, de préciser si le calcul de l'appui financier pour les participants ayant un profil de consommation atypique est toujours celui décrit lors de l'audience de la présente phase et de considérer la possibilité de décrire cette méthode dans le Guide du participant. Enfin, elle lui demande d'indiquer, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, si la non-contribution des participants qui ne seraient pas en activité au moment d'événements de GDP pourrait mener à l'application de l'article 1.2.5 du Guide du participant et de justifier, le cas échéant, son application.

[284] En ce qui a trait aux centres de ski, la Régie note que leur réduction de puissance a été, pour 2017-2018, à un niveau de 14 MW, soit environ 5 % du total de 287 MW¹⁴⁵. La Régie est d'avis qu'une telle proportion atténue les préoccupations soulevées par l'UC relatives à l'optimalité du service que peut rendre cette industrie à l'égard des besoins du Distributeur¹⁴⁶.

¹⁴⁴ Pièce [B-0007](#), Guide du participant, p. 9.

¹⁴⁵ Pièce [C-ASSQ-0008](#), p. 10.

¹⁴⁶ Pièce [C-UC-0016](#), p. 7.

[285] **La Régie demande au Distributeur de présenter un suivi de la proportion de participants auxquels il a appliqué la méthode adaptée pour les consommations atypiques. Elle lui demande de fournir cette information dans le cadre de la phase 2 du présent dossier.**

5.5 RÉMUNÉRATION DES DÉPASSEMENTS DE LA PUISSANCE EFFACÉE PAR RAPPORT À LA DÉCLARATION EN DÉBUT D'HIVER

[286] Dans le cadre de l'ordonnance de sauvegarde D-2019-092, la Régie a considéré que les précisions du Distributeur fournies à la suite de la décision D-2018-113 atténuent suffisamment le risque de double rémunération. Par conséquent, elle a levé les restrictions prévues à la décision D-2018-113 relatives à la participation au Programme et au montant de l'appui financier octroyé¹⁴⁷. La Régie est toujours d'avis qu'il est approprié de rémunérer les MW réellement effacés.

[287] Bien que la Régie ait considéré que les précisions du Distributeur atténuent les risques de double paiement des MW, elle considère que la preuve au dossier ne permet pas de constater que le risque de double rémunération est entièrement éliminé¹⁴⁸. En effet, la preuve au dossier ne couvre que trois années d'écart, dont une année de faible participation, une année avec un écart significatif, mais qui correspond à une année de forte progression du Programme, et une année présentant un écart de 27 MW¹⁴⁹.

[288] Dans les circonstances, la Régie estime qu'il est approprié d'effectuer un suivi. **Elle demande ainsi au Distributeur, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, de mettre à jour l'équivalent du tableau E-7¹⁵⁰.**

¹⁴⁷ Décision [D-2019-092](#), p. 8.

¹⁴⁸ Pièce [B-0038](#), p. 4, R1.1.

¹⁴⁹ Pièce [B-0050](#), p. 3.

¹⁵⁰ Pièce [B-0050](#), p. 3.

5.6 MÉTHODE DE DÉTERMINATION DU MAFM EN CAS D'ABSENCE D'APPEL À LA GDP

[289] La formule actuelle de rémunération des participants qui ne seraient pas appelés à s'effacer lors d'un hiver, telle que décrite à la section 2.1.1 du Guide du participant, est basée sur la puissance maximale enregistrée du compteur de l'abonné et non sur la puissance déclarée comme pouvant être effacée dans l'entente contractuelle. Cette section prévoit ce qui suit :

Si Hydro-Québec ne transmet aucun Avis de GDP au cours de la Période d'hiver 2017-2018, un montant d'Appui financier minimal (MAFM) sera versé au Participant. Ce montant correspondra au moindre des deux montants suivants :

$$\text{MAFM} = 15 \% \times \text{puissance maximale enregistrée} * \times 70 \$$$

ou

$$\text{MAFM} = 20\,000 \$$$

*Puissance maximale enregistrée par le ou les compteurs associés au Projet pour la Période d'hiver 2017-2018.

[290] Selon la Régie, cette formule contient des incongruités dans certaines situations. Plus particulièrement, les participants qui s'engagent contractuellement à effacer une puissance, dont le ratio par rapport à leur puissance maximale enregistrée en tant qu'abonné est inférieur au ratio de 15 % entre les deux valeurs de rémunération (10,50 \$/70 \$), reçoivent un montant supérieur s'ils ne sont pas appelés à s'effacer que s'ils font l'effort de s'effacer en période de pointe.

[291] La situation n'est pas corrigée par le plafond de 20 000 \$ du MAFM pour les participants consommant moins de 2 MW. La clause 1.1.2 c) du Guide du participant, prévoyant la possibilité d'exclure les participants estimant ne pas pouvoir effacer plus de 10 % de l'appel maximal enregistré par leur compteur, ne corrige pas non plus la situation des participants s'engageant à effacer entre 10 et 15 % de leur appel maximum de puissance.

[292] En raison des problèmes évoqués ci-dessus, la Régie demande au Distributeur de modifier, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, le Guide du participant du Programme pour corriger la situation voulant que certains participant reçoivent, via le MAFM, un montant plus élevé en n'étant pas sollicités pour s'effacer à la pointe que s'ils devaient faire l'effort de le faire.

6. FRAIS DES INTERVENANTS

[293] En vertu de l'article 36 de la Loi, la Régie peut ordonner au Distributeur de payer des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations.

[294] Le *Guide de paiement des frais 2012*¹⁵¹ (le Guide) ainsi que le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*¹⁵² encadrent les demandes de paiement des frais que la Régie peut payer ou ordonner de payer, sans limiter son pouvoir discrétionnaire de juger de l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations et du caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés.

[295] La Régie évalue le caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés ainsi que l'utilité des interventions en tenant compte des critères prévus aux articles 15 et 16 du Guide. Elle s'appuie également sur les normes et barèmes fixés aux articles 22 à 31 du Guide.

[296] Le remboursement des taxes est effectué en fonction du statut fiscal de chaque intervenant.

[297] Enfin, la Régie prend en considération les paiements de frais intérimaires octroyés dans sa décision D-2019-092.

[298] La Régie constate que les montants réclamés par la majorité des intervenants sont plus élevés que les budgets soumis au début du dossier. Toutefois, elle reconnaît que le déroulement du dossier a été plus long que prévu, notamment en raison du dépôt de compléments de preuve du Distributeur et de journées d'audiences interlocutoires, ce qui a exigé des efforts supplémentaires de la part des intervenants.

[299] La Régie juge que les participations de l'ACEFO, l'ACEFQ, de l'AHQ-ARQ, de l'AQCIE-CIFQ, de l'ASSQ, de la FCEI, du GRAME, du RNCREQ et de l'UC ont été utiles à ses délibérations et que les frais réclamés par ces intervenants sont raisonnables, compte tenu des enjeux traités. Elle leur octroie ainsi la totalité des frais réclamés et jugés admissibles.

¹⁵¹ [Guide de paiement des frais 2012](#).

¹⁵² [RLRQ, c. R-6.01, r. 4.1](#).

[300] Par ailleurs, la Régie estime que la preuve du ROEÉ traite trop sommairement de certains enjeux au dossier et qu'une partie de son intervention était hors contexte. SÉ, quant à elle, a fait des démonstrations limitées sur certains enjeux annoncés en début de dossier. Pour ces motifs, la Régie évalue que la participation de ces deux intervenants a été partiellement utile et leur accorde des frais de 30 000 \$ chacun.

[301] En conséquence, la Régie présente au tableau suivant, pour chacun des intervenants, les frais réclamés, admissibles et octroyés, les montants déjà payés et ceux restant à payer.

TABLEAU 18

Intervenants	Frais réclamés	Frais admissibles	Frais déjà accordés dans D-2019-092	Montant total accordé	Montant restant à payer
	\$	\$	\$	\$	\$
ACEFO	26 822,79	26 822,79	13 411,40	26 822,79	13 411,39
ACEFQ	39 994,06	38 047,75	19 997,03	38 047,75	18 050,72
AHQ-ARQ	37 891,13	37 891,13	18 945,57	37 891,13	18 945,56
AQCIE-CIFQ	33 970,56	33 970,56	16 985,28	33 970,56	16 985,28
ASSQ	14 497,25	14 497,25	7 248,63	14 497,25	7 248,62
FCEI	46 571,09	46 571,09	23 285,55	46 571,09	23 285,54
GRAMÉ	27 642,03	27 642,03	13 821,02	27 642,03	13 821,01
RNCREQ	38 333,93	38 333,93	19 166,97	38 333,93	19 166,96
ROEÉ	36 906,83	36 906,83	18 453,42	30 000,00	11 546,58
SÉ	39 744,72	39 744,72	19 872,30	30 000,00	10 127,70
UC	23 579,43	23 297,12	11 789,72	23 297,12	11 507,40
SOMMAIRE	365 953,82	363 725,20	182 976,89	347 073,65	164 096,76

[302] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande du Distributeur;

DÉCIDE que le Programme, dans sa mise en œuvre actuelle, constitue une offre tarifaire optionnelle et qu'il doit respecter les caractéristiques inhérentes à cette catégorie réglementaire;

RETIENT, pour l'appréciation de la neutralité tarifaire du Programme :

- l'horizon d'examen du plan d'approvisionnement 2017-2026,

- un coût évité de fourniture en puissance de court terme pour la période de 2018-2019 à 2022-2023 et de long terme pour la période de 2023-2024 à 2025-2026,
- la valeur de 0 \$ pour les coûts évités de transport et de distribution de l'analyse du TNT,
- que la valeur de l'appui financier a un effet significatif sur la neutralité tarifaire;

ESTIME que le Programme entraîne une augmentation des tarifs de l'ordre de 54,3 M\$ sur l'horizon 2025-2026 et qu'une optimisation de la valeur de l'appui financier du Programme, tel qu'exprimé à la section 5.3, devrait assurer la neutralité tarifaire;

CRÉE une phase 2 au dossier pour procéder à l'examen d'une nouvelle option tarifaire, basée sur les caractéristiques du Programme reconnues par la présente décision;

DEMANDE au Distributeur de soumettre, au plus tard le **27 février 2020 à 12 h**, une preuve comprenant :

- la proposition tarifaire, précisant les modalités tarifaires et le texte des tarifs de la nouvelle offre tarifaire optionnelle,
- les résultats du sondage/audit indépendant auprès des participants au Programme, précisé à la section 5.2,
- une nouvelle proposition d'appui financier dégressif tenant compte de la taille de la charge interrompue, harmonisée avec les crédits applicables à l'OÉI et l'option de crédit hivernal,
- la réduction du montant moyen de l'appui financier au Programme de la valeur estimée correspondant à la compensation du coût d'installation d'équipements chez les participants, laquelle pouvant être assortie d'une offre commerciale ou d'une IEÉ incitant l'installation d'équipements nécessaires à la GDP chez les participants,
- un suivi de la participation des clients à profil de consommation atypique, tel que précisé à la section 5.4.2 et du calcul de l'appui financier applicable à ces participants,
- une mise à jour de l'équivalent du tableau E-7 de la pièce B-0005,
- la mise à jour du Guide du participant, comprenant, notamment, la correction demandée pour éviter un avantage indu, via le MAMF, dans la compensation des participants non sollicités aux événements GDP;

ORDONNE au Distributeur de payer aux intervenants, dans un délai de 30 jours, les montants octroyés au tableau 18 de la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à tous les autres éléments décisionnels de la présente décision.

Lise Duquette
Régisseur

François Émond
Régisseur

Esther Falardeau
Régisseur

ANNEXE 1

Annexe 1 (1 page)

L. D. _____

F. É. _____

E. F. _____

LISTE DES ACRONYMES

CÉR	compte d'écarts et de reports
DDR	demande de renseignements
GDP	gestion de la demande en puissance
GES	gaz d'émission à effet de serre
IEÉ	interventions en efficacité énergétique
MAFM	montant d'appui financier minimal
NPCC	Northeast Power Coordinating Council Inc.
OÉI	option d'électricité interruptible
PFM	puissance à facturer minimale
PMA	puissance maximale appelée
PTÉ	potentiel technico-économique
SPEDE	système de plafonnement et d'échange de droits d'émission
TCTR	test du coût total en ressources
TNT	test de neutralité tarifaire
TP	test du participant
VAN	valeur actuelle nette