

**ÉLÉMENTS RELATIFS AU PARAGRAPHE 37
DE LA DÉCISION D-2020-147 (B-0080)**

Référence(s) :

- i) B-0080, HQD-6 doc 1, p. 6, lignes 23 à 28.
- ii) B-0080, HQD-6 doc 1, p. 7, lignes 11 et 12.

Préambule(s)

- i) *« Pour l'hiver 2019-2020, les abonnements des stations de ski – profils « atypiques et non prévisibles » – comptaient pour :*
 - 3,7 % de l'ensemble des abonnements inscrits au Programme (2018-2019 : 3,6 %) ;*
 - 13 044 kW d'effacement réel, dont 10 676 kW de puissance admissible (2018-2019 : 6 075 kW) ;*
 - 4,2 % de l'appui financier global versé (2018-2019 : 2,4 %). »*
- ii) (en se référant au tableau 1 de la page 7)
« Le Distributeur note que l'écart relatif entre les effacements planifiés et réels demeure peu significatif, et donc sans réelle incidence sur le coût des approvisionnements. »

Demandes :

- 1.1** Concernant les données présentées à la référence i), veuillez expliquer la croissance importante de l'effacement de puissance admissible (10 676 kW en 2019-2020 vs 6 075 kW en 2018-2019) et de la proportion de l'appui financier global versé (4,2 % vs 2,4 %) dans le cas des stations de ski alors que leur part par rapport au nombre total de participants n'a que peu changé (3,7 % vs 3,6 %).
- 1.2** Concernant la référence i), veuillez notamment indiquer dans quelle mesure les augmentations de l'effacement de puissance et de la part de l'appui financier global seraient dues:
 - à un plus grand nombre d'événements;
 - à un effacement de puissance moyen par station de ski plus élevé;
 - à une diminution de l'effacement moyen des participants autres que les stations de ski;
 - aux variations des conditions météorologiques par rapport à leurs besoins de puissance.
- 1.3** (référence ii)) Selon le Distributeur, quel serait l'écart relatif entre les effacements planifiés et réels à partir duquel l'incidence sur le coût des approvisionnements serait significative ?

RAPPORT DE TECHNOSIM
ANNEXE A DE HQD-6 DOC 1 (B-0080)

Référence(s) :

- i) B-0080, HQD-6 doc 1, Annexe A, p. 6, Tableau 6.
- ii) B-0080, HQD-6 doc 1, Annexe A, p. 7, 2^e paragraphe.
- iii) B-0080, HQD-6 doc 1, Annexe A, p. 7, 4^e paragraphe.
- iv) B-0080, HQD-6 doc 1, Annexe A, p. 7, 5^e paragraphe.
- v) B-0080, HQD-6 doc 1, Annexe A, p. 7, 6^e paragraphe.
- vi) B-0080, HQD-6 doc 1, Annexe A, p. 7, dernier paragraphe, et p. 9, section 5.1.2.

Préambule(s) :

- i) Le tableau 6 de la référence i) présente la répartition des répondants par marché, par tarif et par niveau d'effacement.
- ii) « *Aux fins de l'analyse une durée de vie de 5 ans et un taux d'actualisation de 3.4% ont été retenus.* »
- iii) « *La vaste majorité des clients contactés n'avaient aucune difficulté à fournir les coûts d'implantation des mesures. Dans quelques cas, le coût fournit englobait des équipements qui servaient d'autres buts, principalement la mise en place d'un système de contrôle centralisé et le coût total d'une telle installation ne devrait généralement pas être attribué à la mise en place des mesures de GDP mais uniquement une portion de ce coût.* »
(nous soulignons)
- iv) « *Les coûts récurrents sont également assez bien connus des clients sauf en ce qui concerne le coût des combustibles pour l'utilisation d'équipements de chauffage (...) ou des groupes électrogènes. Dans plusieurs cas l'information qualitative fournie par les clients sur l'utilisation de ces appareils a été traduit en coût de combustible par Technosim en utilisant (...) un coût unitaire de gaz naturel de 0.5 \$/m₃(...) »*
- v) « *Dans plusieurs cas, aucun coût récurrent n'est considéré par les clients.* »
- vi) « *La majorité des clients fournissaient les coûts d'exploitation selon une hypothèse de 10 appels de réduction de puissance de 4 heures. Cette mesure a donc été retenue pour tous les coûts récurrents.* »
(nous soulignons)
et, section 5.1.2 de la référence i) :

« Les coûts d'exploitation ont également été analysés sur la base du coût unitaire pour l'effacement effectif réalisé en 2019-2020 mais en utilisant un total de 40 heures pour l'opération des groupes électrogène et appareils de chauffage au combustible. »
(nous soulignons)

Demandes :

- 2.1** L'ACEFQ les répondants avec un effacement \leq 1 000 kW comptent pour 26 / 37 des répondants du groupe de référence, soit 70,3 %, alors qu'ils représentaient 84,8 % des participants en 2019-2020 (tableau 3). Ils sont donc sous représentés dans le groupe de référence.
- À l'inverse, les répondants avec un effacement $>$ 1 000 kW qui comptent pour 29,7 % du groupe de référence (11 / 37) sont sur représentés puisqu'ils ne représentaient que 15,2 % des participants en 2019-2020 (tableau 3).
- Veuillez commenter et indiquer si, selon HQD, le groupe de répondants (37) est représentatif dans sa composition, sinon en fonction du nombre de participants, possiblement en fonction d'un autre facteur : la provenance des kW effacés / marché ou par tarif, par exemple ?
- 2.2** Veuillez identifier les critères utilisés pour déterminer la durée de vie de 5 ans et le taux d'actualisation de 3,4 % retenus, et mentionnés à la référence ii).
- 2.3** Concernant la référence iii), veuillez préciser dans combien de cas « *le coût fourni englobait des équipements qui servaient d'autres buts* ».
- 2.3.1** Veuillez fournir une estimation de la part des coûts d'implantation qui était reliée à des équipements servant d'autres buts dans les cas où cela a été constaté.
- 2.3.2** Dans les cas où le coût d'implantation fourni par un participant incluait des équipements servant d'autres buts, une portion du coût d'implantation a-t-elle été soustraite ?
- Dans l'affirmative, quelle portion ?
- Dans la négative, veuillez indiquer pourquoi.
- 2.4** Concernant la référence iv), veuillez expliquer sur quelle base a été établi le coût unitaire de gaz naturel de 0,5 \$/m₃.
- 2.4.1** S'agit-il d'un coût unitaire uniforme, quel que soit le secteur de clientèle dont fait partie un participant (industriel, commercial, institutionnel) ?
- Notamment, veuillez préciser s'il a été calibré en fonction des prix de distribution du gaz naturel pour ces mêmes secteurs de clientèle.

- 2.5** À la référence v), veuillez indiquer dans combien de cas exactement aucun coût récurrent n'est considéré par le participant parmi les 37 cas examinés ? Est-ce 6 cas sur 37, tel qu'indiqué au tableau de l'Annexe 2, p. 26 ?
- 2.6** Concernant l'hypothèse de 10 appels de réduction de puissance de 4 heures chacun mentionnée à la référence vi), veuillez présenter le nombre de périodes de réduction de puissance et le nombre d'heures total pour les trois derniers hivers 2017-2018, 2018-2019, 2019-2020 ainsi que jusqu'au 1^{er} mars 2021 si possible pour 2020-2021.
- 2.6.1** L'hypothèse de 40 heures de réduction de puissance par hiver utilisée pour établir les coûts récurrents est-elle représentative de l'historique du Programme pour les 4 dernières années ?

RAPPORT DE TECHNOSIM (suite)
ANNEXE A DE HQD-6 DOC 1 (B-0080)

Référence(s) :

- i) B-0080, HQD-6 doc 1, Annexe A, p. 8, section 5.1.1, 1^{er} paragraphe.
- ii) B-0080, HQD-6 doc 1, Annexe A, p. 12, tableau 9.

Préambule(s) :

- i) À la référence i), il est mentionné :
« Au total, 15 des 37 clients n'ont reporté aucun coût d'implantation puisque l'équipement et les contrôles requis pour participer au programme étaient déjà en place. »
- ii) Le tableau 9, à la référence ii), présente les coûts unitaires moyens par tranche d'effacement.

Demandes :

- 2.7** Veuillez confirmer que les 15 clients participants qui n'avaient aucun coût d'implantation (mentionnés à la référence i)) sont répartis entre 4 institutionnels, 4 industriels et 7 commerciaux, tel qu'au tableau de l'Annexe 2.
Sinon, veuillez préciser.
- 2.8** Concernant la référence ii), veuillez fournir un exemple du calcul qui est effectué pour établir le coût unitaire total actualisé (\$/kW), sur la base des hypothèses retenues (durée de vie de 5 ans et taux d'actualisation de 3,4 %) à partir du cas d'un client qui aurait un coût d'exploitation de 5,00 \$/kW et un coût d'implantation de 8,75 \$/kW.

**RAPPORT FINAL DE TECHNOSIM
HQD-6 DOC 5 (B-0094)**

Référence(s) :

- i) B-0094, HQD-6 doc 5, page 2, dernier paragraphe, et p. 3, section 4.1.
- ii) B-0094, HQD-6 doc 5, page 4, section 5.1.
- iii) B-0094, HQD-6 doc 5, page 5, Tableau 1 et paragraphe suivant.
- iv) B-0094, HQD-6 doc 5, page 5, section 5.1.2.
- v) B-0094, HQD-6 doc 5, page 6, section 5.2.2.
- vi) B-0094, HQD-6 doc 5, page 7, section 5.2.3.

Préambule(s) :

- i) « Hydro-Québec a fourni un échantillon de 106 noms de clients de divers secteurs n'ayant pas participé au programme GDP Affaires (...). Ces clients sont dénommés « non-participants » dans ce rapport. Toutefois, comme les codes SCIAN des clients ne sont pas disponibles, il n'est pas possible de fournir une répartition par secteur de l'échantillon utilisé pour effectuer les entrevues. »

et

« L'étude visait à effectuer des entrevues auprès de 20 à 30 clients non-participants. Cet objectif a été atteint avec un total de 29 entrevues effectuées. L'objectif de 10 entrevues auprès de clients participants a également été atteint.

Il n'est toutefois pas possible de fournir le détail de la répartition par type de marché et par taille de clients, en termes de demande en puissance maximale, puisque cette information n'était pas disponible. »

(nous soulignons)

- ii) « Dans bien des cas, les clients non-participants ne pouvaient quantifier directement en \$/kW le niveau d'appui financier requis. »

« Au total, plus de 60% des non-participants ayant participé à l'entrevue ont tout de même pu fournir des indications sur l'appui minimal requis (...) »

(nous soulignons)

- iii) Le tableau 1 présente le seuil minimal d'appui financier (\$/kW) identifié par les non-participants.

« Au total 18 des 29 répondants ont pu quantifier un seuil minimal (...). »

- iv) « Les 10 participants ont pu identifier le seuil minimal requis pour une adhésion à un tarif de GDP. (...) »
(...) la moyenne identifiée par les participants est inférieure à celles des non-participants. Il faut cependant noter que si la valeur moyenne était utilisée, la perte au niveau de l'effacement serait de 23% selon l'échantillon du tableau 2. »
(nous soulignons)
- v) « Pour les clients qui connaissaient le programme mais n'y avait [sic] jamais participé, la raison principale identifiée est avant tout technique et non pas lié [sic] à l'incitatif. Un seul client a indiqué clairement ne pas avoir participé dû au niveau d'appui offert. »
(nous soulignons)
- vi) « Une forte majorité des clients non-participants se disent intéresser [sic] par une option tarifaire de GDP alors que 72% des répondants ont indiqué avoir un intérêt pour l'analyse de cette option. »

Demandes :

- 3.1** À la référence i), veuillez expliquer pourquoi Hydro-Québec n'était pas en mesure de fournir une répartition des clients de l'échantillon par type de marché, par strate d'effacement de puissance et par tarif.
- 3.1.1** Veuillez préciser quelle est la représentativité des 29 entrevues effectuées avec des non-participants par rapport à la composition de la clientèle participant au programme en absence d'information concernant leur répartition par type de marché, par taille de clients et en terme de puissance maximale.
- 3.2** À la référence ii), veuillez préciser le nombre de clients non-participants qui étaient en mesure de quantifier eux-mêmes le niveau d'appui financier requis en \$/kW.
- 3.2.1** L'ACEFQ comprend que 18 /29 répondants ont été en mesure de fournir des indications. Veuillez confirmer.
- 3.2.2** Veuillez préciser quelle portion des 60 % de non-participants ayant fourni des indications sur l'appui minimal requis étaient en mesure de distinguer les coûts d'implantation et d'opération requis pour participer au programme.
- 3.2.3** Doit-on comprendre que 40 % (11/29) des non-participants sondés n'étaient pas en mesure de quantifier, de quelque façon, les coûts qu'ils auraient à encourir pour participer au programme ?

- 3.2.4** Dans combien de cas, parmi les 18/29 répondants non-participants sondés ayant « fourni des indications », Technosim a dû déduire elle-même une valeur d'appui minimum en \$/kW à partir d'indications de coûts suggérées par les répondants. Veuillez élaborer.
- 3.3** Au tableau 1 de la référence iii), l'ACEFQ comprend que les % de clients indiqués représentent une proportion parmi 18 répondants, à savoir : 27,8 % = 5/18, 33,3 % = 6/18, etc.
Veuillez confirmer. Sinon, veuillez préciser.
- 3.3.1** Veuillez préciser dans combien des 18 cas présentés au tableau 1 Technosim a dû dériver elle-même le montant d'appui minimal exprimé en \$/kW à partir des « indications fournies » par les répondants.
Technosim a-t-elle dérivé elle-même le montant exprimé en \$/kW dans tous les cas ?
- 3.3.2** Veuillez qualifier la fiabilité et la représentativité des appuis financiers minimaux (\$/kW) dérivés à partir « d'indications fournies » par les 18 (sur 29) non participants.
- 3.4** À la référence iv), veuillez indiquer si les 10 clients participants ont pu identifier le seuil minimal requis notamment parce qu'ils connaissaient le niveau de l'appui financier existant du programme.
- 3.4.1** Veuillez présenter le raisonnement qui soutient l'affirmation à l'effet que « *si la valeur moyenne était utilisée, la perte au niveau de l'effacement serait de 23% selon l'échantillon du tableau 2.* »
- 3.5** À la référence v), doit-on comprendre que 24 des 29 (80 %) non-participants sondés connaissaient le programme et que seulement 1 parmi ces 24 non participants qui connaissaient le programme a déclaré ne pas y avoir participé à cause du niveau d'appui financier offert ?
Veuillez confirmer. Dans la négative, veuillez préciser.
- 3.6** À la référence vi), il est indiqué qu'une « forte majorité *des clients non-participants se disent intéresser [sic] par une option tarifaire de GDP* » et que 72 % des répondants auraient un intérêt pour analyser l'option.
Veuillez quantifier la « forte majorité » des répondants (x répondants / 29).
- 3.6.1** Veuillez expliquer comment une forte majorité de répondants peut se déclarer intéressée par l'option tarifaire de GDP alors que 72 % d'entre eux ne l'ont pas encore analysée.

**OPTION DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE
HQD-6 DOC 2 (B-0085)**

Référence(s) :

- i) B-0085, HQD-6 doc 2, p. 7, lignes 24-30.
- ii) B-0085, HQD-6 doc 2, p. 14, tableau 3.
- iii) B-0080, HQD-6 doc 1, Annexe A, p. 13, tableau 13.
- iv) B-0085, HQD-6 doc 2, p. 18, lignes 16 à 20 et lignes 28 à 32.
- v) B-0085, HQD-6 doc 2, p. 22, tableau 6.
- vi) B-0085, HQD-6 doc 2, p. 22, lignes 10 à 15.
- vii) B-0085, HQD-6 doc 2, p. 24, lignes 3 à 5.

Préambule(s) :

- i) « *En effet, il est raisonnable de penser que les clients actuellement inscrits au Programme sont ceux pour lesquels les barrières à l'entrée, notamment en termes de coûts directs, sont moindres que celles des clients que le Distributeur n'a pas réussi à intéresser à l'Option jusqu'à présent. À titre d'exemple, la non-participation de certains joueurs, (...) pourrait s'expliquer par des coûts directs d'effacement plus élevés.* »

(nous soulignons)

- ii) Le tableau 3 de la référence ii) présente la proposition d'appui financier dégressif par strates de réduction de puissance.
- iii) Le tableau 13 de la référence iii) présente le coût unitaire total actualisé (\$/kW) par tranche d'effacement.

- iv) « *Le Distributeur estime que le rôle traditionnel d'agrégateur s'avère incompatible avec l'application d'une option tarifaire. En effet, le cadre réglementaire implique qu'un tarif doit s'inscrire dans le cadre précis de la relation entre le Distributeur et son client. Le maintien de la rémunération directe des agrégateurs, dans le cas d'une option tarifaire, n'est donc pas envisageable.* »

« *Le Distributeur est donc d'avis que le rôle des agrégateurs ne pourrait être maintenu qu'à travers une redéfinition de leur rôle, sur la base d'ententes entre les clients du Distributeur et les entreprises spécialisées dans le contrôle des charges. Cette façon de procéder respecterait la relation commerciale que suppose l'application d'un tarif par le Distributeur à son client, tout en permettant à ce dernier de convenir d'une entente avec un tiers (...)* »

(nous soulignons)

- v) Le tableau 6 de la référence v) présente les différents paramètres utilisés par HQD notamment pour déterminer sa proposition d'appui financier dégressif par strates de réduction de puissance.
- vi) « Sur la base du plus récent bilan de puissance, (...) en l'absence de l'Option, des approvisionnements de long terme seraient nécessaires au plus tard dès l'hiver 2024-2025. Pour cette raison, le coût évité de court terme sera utilisé pour les trois premières années d'analyse (soit de l'hiver 2021-2022 à celui de 2023-2024) et le coût de long terme, pour les années suivantes. »
(nous soulignons)
- vii) « Les résultats montrent que l'Option est beaucoup plus avantageuse pour le Distributeur que l'achat de puissance, avec une valeur actuelle nette (VAN) de 44 M\$ sur 10 ans et 122 M\$ sur 20 ans. »
(nous soulignons)

Demandes :

- 4.1** Concernant le passage mentionné à la référence i), veuillez démontrer sur quelle base d'informations s'appuie l'affirmation à l'effet que « *les clients actuellement inscrits au Programme sont ceux pour lesquels les barrières à l'entrée, notamment en termes de coûts directs, sont moindres que celles des clients que le Distributeur n'a pas réussi à intéresser à l'Option jusqu'à présent.* »

Veuillez notamment expliquer comment HQD est en mesure de quantifier les coûts directs ou indirects des clients qu'il n'a pas réussi à intéresser à l'Option jusqu'à présent.

- 4.1.1** Veuillez indiquer les différentes raisons qui pourraient expliquer la non-participation de « *certaines joueurs* » au Programme, autres que leurs coûts directs spécifiques; par exemple, la simple ignorance de l'existence du Programme ou l'absence d'assignation de responsabilité à cet égard au sein de diverses entreprises ...

Veuillez élaborer.

- 4.2** Au tableau 3 mentionné à la référence ii), le Distributeur présente l'offre d'appui financier dégressif qu'il propose, allant d'un maximum de 65 \$/kW (15 à 200 kW de réduction) à un minimum de 45 \$/kW (plus de 1 800 kW de réduction).

Au tableau 13 de la référence iii), on observe que le coût unitaire total actualisé des participants serait, au maximum (en moyenne), de 29,01 \$/kW pour la strate de 0 à 200 kW de réduction et, au minimum (en moyenne), de 5,44 \$/kW pour la strate d'effacement comprise entre 1 001 et 2 000 kW.

Cela amène l'ACEFQ à conclure que l'offre d'appui financier du Distributeur est, de façon générale, beaucoup trop élevée et, également, insuffisamment dégressive.

Veuillez justifier l'offre d'appui financier proposée à la lumière des coûts unitaires totaux actualisés présentés à la référence iii).

4.3 Concernant le passage mentionné à la référence iv), veuillez confirmer la compréhension de l'ACEFQ à l'effet que, dans le contexte réglementaire de l'option tarifaire, un agrégateur ne peut pas être considéré comme un client et ne pourra donc pas transiger avec le Distributeur.

Dans la négative, ou pour toute exception, veuillez expliquer.

4.3.1 Veuillez confirmer la compréhension de l'ACEFQ à l'effet que, si le rôle des agrégateurs ne peut être maintenu que par l'entremise d'ententes entre les clients du Distributeur et des entreprises spécialisées dans le contrôle de charges, cela implique néanmoins que l'appui financier ne pourra être versé que directement aux clients par le Distributeur et dans aucun cas à un agrégateur.

Dans la négative, ou pour toute exception, veuillez expliquer.

4.4 Concernant les paramètres présentés au tableau 6 de la référence v), veuillez justifier :

- l'utilisation d'une hypothèse de 50 heures d'interruption par hiver compte tenu des heures d'interruption des 4 derniers hivers;

- l'utilisation d'un taux annuel d'inflation (prospectif) de 2% compte tenu de l'inflation annuelle moyenne des dernières années (période historique à votre discrétion).

4.5 Concernant le passage mentionné à la référence vi), la compréhension de l'ACEFQ est à l'effet que, en présence de l'Option, il est improbable que des approvisionnements en puissance de long terme se substituent en totalité aux moyens de court terme disponibles dès 2024-2025 et que, conséquemment, on ne devrait pas utiliser un coût évité de long terme pour tout approvisionnement additionnel en puissance dès 2024.

Veuillez justifier l'utilisation du coût évité en puissance de long terme privilégiée par le Distributeur.

4.6 Concernant l'affirmation du Distributeur reproduite au préambule vii) à l'effet que « *l'Option est beaucoup plus avantageuse pour le Distributeur que l'achat de puissance* », l'ACEFQ en vient plutôt à la conclusion que le facteur principal qui infléchit le résultat de l'analyse économique est le choix d'utiliser le coût évité de puissance de long terme à compter de 2024-2025, en excluant tout recours à des moyens additionnels de court terme.

Veuillez commenter.