

COMPLÉMENT DE MÉMOIRE DE LA FÉDÉRATION CANADIENNE DE L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE (FCEI)

**DEMANDE D'APPROBATION D'UN PROGRAMME POUR LA CONVERSION À L'ÉLECTRICITÉ DES
ÉQUIPEMENTS FONCTIONNANT AU MAZOUT OU AU PROPANE DANS LES MARCHÉS COMMERCIAL,
INSTITUTIONNEL ET INDUSTRIEL**

**Préparé dans le cadre du dossier
R-4000-2017
de la Régie de l'énergie du Québec**

**Par
Antoine Gosselin
et
Marcel Paul Raymond**

Le 27 juillet 2017

Table des matières

1. Introduction	3
2. Analyse économique du Distributeur	5
3. Horizon d'analyse de 20 ans.....	5
4. Évolution des tarifs (inflation).....	6
5. Coûts de distribution et de transport	7
6. Revenus	7
7. Puissance	8
8. Conclusion.....	10

1. Introduction

Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité, (le « Distributeur ») demande à la Régie de l'Énergie (la « Régie ») d'approuver un *Programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel* (le « Programme »).

Suite au dépôt par le Distributeur d'une demande d'approbation du Programme le 30 mars 2017, d'une demande d'approbation révisée le 11 mai, d'un complément de preuve le 7 juin, de réponses aux demandes de renseignements de la Régie et des intervenants le 6 juillet et de précisions additionnelles le 13 juillet¹, la FCEI a déposé son mémoire le 20 juillet² (le « Mémoire »).

Or, parallèlement à la préparation de son Mémoire, la FCEI a contesté les réponses du Distributeur à ses demandes de renseignements³. Dans sa décision D-2017-079 du 20 juillet, la Régie ordonnait au Distributeur de répondre à ses questions 3.1.1, 3.2 et 3.3.1 ainsi qu'à la question 2.44 (7.4) de la FCEI au plus tard le 24 juillet. La Régie permettait aussi à la FCEI de déposer sa preuve complète le 27 juillet. Le présent complément de preuve de la FCEI s'ajoute au Mémoire pour constituer sa preuve complète à ce stade-ci du dossier.

Dans le Mémoire, la FCEI visait à vérifier que la rentabilité du Programme était acceptable pour les clients qu'elle représente. Elle y recommandait essentiellement à la Régie de demander au Distributeur de :

- 1) Refaire les analyses économique et financière du Programme en :
 - a) révisant les cas types du Programme afin que ceux-ci soient plus représentatifs de la clientèle visée;
 - b) considérant des revenus et des coûts basés sur un pourcentage de la CÉA inférieur à 100 %, à justifier par le Distributeur en tenant compte des facteurs mentionnés à la section 2.2.1 du Mémoire;
 - c) fournissant une analyse de sensibilité avec des taux de ventes additionnelles équivalant à 75 % et à 85 % de la CÉA;
 - d) utilisant un taux d'inflation de 0,5 % pour la portion des revenus de l'analyse économique et de 2,0 % pour les autres paramètres;
 - e) incluant si requis les coûts additionnels du programme GDP Affaires engendrés par le Programme;
 - f) incluant les coûts de distribution et de transport que le Programme engendre;
 - g) utilisant un horizon de 20 ans;
 - h) revoyant les analyses de sensibilité sur un horizon de 20 ans.
- 2) Réviser au besoin les paramètres d'appui financier du Programme après avoir refait les analyses avec des hypothèses révisées.
- 3) Fournir une démonstration de la rentabilité pour le Distributeur pour tous les types de clientèle qui voudront participer au Programme et pour tous les cas types considérés.

¹ Pièces B-0010, B-0013, B-0018, B-0022 à B-0032.

² C-FCEI-0010.

³ C-FCEI-0007.

4) Dans le cas où le Distributeur devait modifier les caractéristiques du Programme pour certains types de clientèle, obtenir l'approbation de la Régie pour de telles modifications.

Suite aux compléments de réponse déposés par le Distributeur le 24 juillet⁴, la FCEI a pu faire progresser son analyse en lui permettant maintenant de :

- Reproduire les résultats de l'analyse économique du Distributeur sur l'horizon de 10 ans;
- Prolonger l'analyse sur un horizon de 20 ans (recommandation 1) g));
- Faire varier les taux d'inflation utilisés dans l'analyse (recommandation 1) d));
- Inclure les coûts de distribution et de transport (recommandation 1) f));
- Faire varier les taux de ventes additionnelles en énergie (recommandations 1) b) et c));
- Procéder à diverses analyses de sensibilité (recommandation 1) h)).

Dans ce complément de mémoire, la FCEI formule certaines recommandations qui sont basées sur l'information disponible à ce jour. Si de l'information additionnelle devenait disponible, la FCEI se réserve le droit de modifier ses recommandations ou d'en faire de nouvelles.

⁴ Pièces B-0037 et B-0038.

2. Analyse économique du Distributeur

Le Distributeur a fourni des tableaux résumant les analyses économique et financière qu'il a effectuées pour procéder à un test de neutralité tarifaire (« TNT ») et démontrer la rentabilité du Programme⁵.

Les compléments de réponses déposés par le Distributeur le 24 juillet ont permis à la FCEI de mieux comprendre les hypothèses utilisées par le Distributeur dans l'analyse économique du Programme et de développer un modèle de simulation permettant i) de reproduire les résultats de l'analyse économique de référence du Distributeur, ii) de faire varier certaines hypothèses et paramètres, et iii) de procéder à diverses analyses de sensibilité.

L'annexe A présente des exemples d'application du modèle avec des résultats de valeur annuelle nette (« VAN ») sur les périodes 2017-2027 et 2017-2036. Le tableau A-1 montre que le modèle de la FCEI a permis de reconstituer l'analyse économique du Distributeur. On y retrouve notamment les valeurs des années 2017 à 2027 et la colonne 'VAN 2017-2027' qui montre à la ligne 'Flux monétaire net' une TNT de 15,7 M\$ correspondant à celle obtenue par le Distributeur.

3. Horizon d'analyse de 20 ans

Le Distributeur a choisi de justifier le Programme en présentant une analyse économique couvrant un horizon de 11 ans sur la période 2017-2027.

Pour les raisons énoncées dans le Mémoire, la FCEI y recommandait de revoir l'analyse économique du Programme et les analyses de sensibilité en les prolongeant sur un horizon de 20 ans. Avec le modèle développé par la FCEI, cette prolongation a été rendue possible tel qu'il apparaît au tableau A-1 de l'annexe A.

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour l'analyse sur 20 ans (cas de base) :

- Le taux d'inflation de 2 % proposé par le Distributeur est appliqué sur les revenus additionnels prévus;
- Le signal de coût évité de long terme en énergie est haussé à 8,5 ¢/kWh (\$ 2016) indexé à l'inflation, à compter de 2028⁶;
- Le signal de coût évité de long terme en puissance est haussé à 108 \$/kW-hiver (\$ 2016) à compter de 2024⁷.
- Ces signaux de coûts évités ont été utilisés pour évaluer les coûts d'approvisionnement additionnels de 2028 pour des quantités de 340 GWh en énergie et 110 MW en puissance.
- Le taux d'inflation de 2 % proposé par le Distributeur a été appliqué sur les coûts d'approvisionnement additionnels à compter de 2029.

⁵ B-0013, HQD-1, document 1 révisé, page 16, tableau 6 et page 17, tableau 7; B-0018, HQD-1, document 2, page 17, tableaux 4 et 5 et page 18, tableau 6.

⁶ R-3980-2016, B-0108, HQD-16, document 1.3, page 12, réponse 8.1.

⁷ B-0018, HQD-1, document 2, page 16, tableau 3.

La FCEI présente ici un exemple de calcul des coûts d’approvisionnement additionnels de 2028 :

1) Coût de la puissance

Coût évité en puissance à compter de 2024 : 108 \$/kW-hiver (\$ 2016)

Coût évité en puissance exprimé en \$ 2028 :

$$108 \text{ \$/kW-hiver} \times 1,02^{12} = 136,97 \text{ \$/kW-hiver} (\$ 2028)$$

Appliqué sur 110 MW:

$$136,97 \text{ \$/kW-hiver} \times 110 \text{ MW} = 15,067 \text{ M\$}$$

2) Coût de l’énergie

Coût évité en énergie à compter de 2028 : 8,5 ¢/kWh (\$ 2016)

Coût évité en énergie exprimé en \$ 2028 :

$$8,5 \text{ ¢/kWh} \times 1,02^{12} = 10,78 \text{ ¢/kWh} (\$ 2028)$$

Appliqué sur 340 GWh:

$$10,78 \text{ ¢/kWh} \times 340 \text{ GWh} = 36,652 \text{ M\$}$$

3) Coût total de 2028

15,067 M\$ (puissance) + 36,652 M\$ (énergie) = 51, 719 M\$

Coût unitaire : 51,719 M\$ / 340 GWh = 15,21 ¢/kWh

Ces hypothèses et calculs se retrouvent au tableau A-1 de l’annexe A. **On peut voir que pour l’horizon de 20 ans, la TNT est défavorable de 49 M\$ démontrant ainsi que le Programme n’est pas rentable.**

4. Évolution des tarifs (inflation)

Les analyses économique et financière du Programme sont basées sur un taux d’inflation de 2,0 % pour tous les paramètres de revenus et de coûts⁸. En particulier, les revenus additionnels ont été déterminés en indexant les prix du tarif M à ce taux d’inflation de 2,0 %⁹.

Pour les raisons énoncées dans le Mémoire, la FCEI recommandait d’utiliser un taux d’inflation de 0,5 % pour la portion des revenus de l’analyse économique et de 2,0 % pour les autres paramètres. Les résultats de ce scénario se retrouvent au tableau A-2 de l’annexe A. **On peut constater qu’avec un taux d’inflation de 0,5 % sur les tarifs, la TNT atteint son point-mort sur l’horizon 2017-2027 alors qu’elle est nettement défavorable de 96 M\$ sur l’horizon d’analyse 2017-2036.**

⁸ B-0013, HQD-1, document 1 révisé, page 15, tableau 5; B-0031, HQD-2, document 4, page 21, réponse 4.6.

⁹ B-0022, HQD-2, document 1, page 12, réponse 3.3.

5. Coûts de distribution et de transport

Le Distributeur estime que la charge additionnelle découlant du Programme sur les réseaux de transport et de distribution est négligeable et que les projets retenus n'exerceront pas de pression à la hausse sur les tarifs du Transporteur ou du Distributeur à cause d'investissements requis sur les réseaux¹⁰. Conséquemment, le Distributeur n'a pas considéré de coûts de distribution et de transport dans la justification économique du Programme.

Pour les raisons énoncées dans le Mémoire, la FCEI recommandait d'inclure, dans l'analyse économique du Programme, les coûts de distribution et de transport qu'il engendre.

Lors de la dernière cause tarifaire, le Distributeur estimait, pour les clients au tarif M en 2017, un coût évité pour 'Transport – Charge locale' de 0,74 ¢/kWh de 2017 et pour 'Distribution' de 0,27 ¢/kWh de 2017, pour un total de 1,01 ¢/kWh de 2017¹¹.

En conformité avec la méthode préconisée par le Distributeur¹², la FCEI comprend que ces coûts évités doivent être ajoutés à celui de 'Fourniture – Transport' déjà présent dans l'analyse du Distributeur. Pour ce faire, le coût évité de 1,01 ¢/kWh de 2017 indexé avec un taux d'inflation de 2 %, applicable à la consommation additionnelle (340 GWh), a été ajouté par la FCEI aux coûts d'approvisionnement déterminés par le Distributeur.

Ce scénario apparaissant au tableau A-3 de l'annexe A (avec un taux d'inflation de 0,5 % sur les tarifs) présente un TNT défavorable de 29 M\$ sur l'horizon 2017-2027 et défavorable de 145 M\$ sur l'horizon 2017-2036. Même avec le taux d'inflation original de 2,0 % sur les tarifs, le TNT serait quand même défavorable de 14 M\$ sur l'horizon 2017-2027 et défavorable de 98 M\$ sur l'horizon 2017-2036.

6. Revenus

L'analyse économique déposée par le Distributeur prévoit des revenus actualisés de 260,1 M\$ sur la période de 11 ans de 2017 à 2027¹³.

Cette prévision est basée sur diverses d'hypothèses portant, d'une part, sur les quantités additionnelles de consommation d'électricité apportées par le Programme et, d'autre part, sur l'évolution prévue des tarifs, en lien avec les cas types retenus par le Distributeur.

Pour les raisons soulevées dans le Mémoire, la FCEI estime que l'hypothèse d'une consommation équivalant à 100 % de la consommation d'électricité admissible (« CÉA ») est trop optimiste. Par conséquent, la FCEI recommandait à la Régie d'imposer au Distributeur de justifier le taux équivalant à 100 % de la CÉA qu'il utilise dans son analyse économique en considérant les cas soulevés par la FCEI dans le Mémoire, ou de fixer un taux moindre, si nécessaire. La FCEI recommandait que le Distributeur fournisse une analyse de sensibilité avec des taux de ventes additionnelles équivalant à 75 % et à 85 % de la CÉA.

¹⁰ B-0013, HQD-1, document 1 révisé, page 20.

¹¹ R-3980-2016, B-0021, HQD-4, document 4, page 14, tableau A-3.

¹² B-0037, HQD-2, document 1.2, page 4 réponse 3.1; R-3610-2006, HQD-15, document 2, annexe A.

¹³ B-0018, HQD-1, document 2, page 17, tableau 4.

Le tableau A-4 de l'annexe A illustre le scénario privilégié par la FCEI, avec un taux de ventes additionnelles équivalant à 75 % de la CÉA en plus d'un taux d'inflation de 0,5 % pour les revenus et l'inclusion des coûts de transport et de distribution. Ce scénario présente un TNT défavorable de 34 M\$ sur l'horizon 2017-2027 et défavorable de 138 M\$ sur l'horizon 2017-2036.

Quant au tableau A-5 de l'annexe A, il illustre le scénario de l'analyse économique avec un taux de ventes additionnelles équivalant à 75 % de la CÉA alors que tous les autres paramètres demeurent conformes aux hypothèses du Distributeur. Dans ce cas, la FCEI arrive à la même conclusion que le Distributeur à l'effet que le TNT atteint son point mort sur l'horizon 2017-2027¹⁴. Par contre, le TNT est défavorable de 67 M\$ sur l'horizon 2017-2036.

Toutefois, la FCEI n'est pas d'accord avec la conclusion du Distributeur selon laquelle il « *considère que la probabilité qu'un tel scénario survienne est extrêmement faible* »¹⁵. En effet, tel qu'exposé dans le Mémoire, la FCEI est d'avis que ce scénario est tout à fait envisageable si l'on considère notamment :

- L'obligation minimale annuelle des participants au Programme qui ne se situe qu'à 75% de la CÉA pourrait permettre à certains clients de viser cette quantité en gérant leur consommation en conséquence. Par exemple, certains clients pourraient indiquer ne pas vouloir gérer leur consommation de puissance, mais le faire en pratique.
- L'optimisation hors-pointe actuellement pratiquée par plusieurs clients.
- La proportion importante d'opportunistes qui contribueraient aux coûts du Programme mais n'engendreraient pas de bénéfices ou de revenus additionnels en contrepartie; par exemple, les clients institutionnels qui devraient déployer des efforts de toute façon afin de réduire leur empreinte environnementale.

7. Puissance

Tel qu'indiqué dans le Mémoire, le Distributeur pose l'hypothèse que le tiers des participants au Programme n'auront pas recours à leurs équipements de chauffage durant la pointe en participant au programme GDP Affaires et, ainsi, le Distributeur évalue un impact en puissance de 110 MW. La FCEI en déduit que, sans une participation au programme GDP Affaires, l'impact en puissance serait de 165 MW (110 / deux tiers)¹⁶.

Or, l'analyse de l'impact de la composante puissance incluse dans le calcul du coût évité du Distributeur permet à la FCEI d'établir que la quantité implicite de puissance intégrée au coût des approvisionnements est d'environ 64 MW et non de 110 MW ou de 165 MW. Ce résultat découle du fait que seulement 55 % des ventes d'électricité se voient appliquer un coût de puissance de 0,7 cent par kWh¹⁷. Par exemple, le coût total de puissance en 2018 est de 1,337 M\$. Sur la base d'un coût de puissance de 20,8 \$/kW-hiver, on obtient 64 MW (1,337 M\$/20,8).

¹⁴ B-0038, HQD-2, document 4.1, pages 3 et 4, réponse 7.4.

¹⁵ B-0038, HQD-2, document 4.1, pages 3 et 4, réponse 7.4.

¹⁶ Le Distributeur indique que les analyses financière et économique ne tiennent pas compte d'une éventuelle participation des clients au programme GDP Affaires (B-0022, HQD-2, document 1, page 16, réponse 5.2). Pour la FCEI, il n'est toujours pas clair si les analyses du Distributeur tiennent compte d'une puissance à la pointe de 165 MW ou de 110 MW.

¹⁷ Ce résultat tient compte de la proportion de consommation en hiver de chacun des cas types, du poids relatif des cas types et de la proportion de clients avec écrêtement.

Ainsi, si l'on fait l'hypothèse que la méthode utilisée par le Distributeur pour évaluer le coût évité reflète adéquatement l'impact du Programme sur le besoin de puissance¹⁸, l'impact du Programme sur les revenus de puissance devrait également être basé sur 64 MW plutôt que sur 110 MW ou 165 MW tel qu'évalué par le Distributeur.

La FCEI en conclut que l'analyse du Distributeur introduit une incohérence majeure entre l'impact sur la puissance considérée pour le calcul des coûts et celle considérée pour le calcul des revenus.

En supposant que les revenus additionnels calculés par le Distributeur sont basés sur une puissance de 110 MW, la FCEI évalue, avec les informations disponibles, que les revenus devraient être réduits de 6,1 M\$ (46 MW x 14,43 \$/kW-mois x 4 mois + 46 MW x 0,65 x 14,43 \$/kW-mois x 8 mois), soit les revenus associés à l'écart entre 110 MW et 64 MW).

La FCEI recommande à la Régie de clarifier auprès du Distributeur si les revenus de l'analyse économique du Programme prévoient une facturation de puissance additionnelle de 165 MW ou de 110 MW et d'expliquer comment il en est venu à cette puissance en indiquant si cette évaluation prévoit une distribution uniforme de la consommation additionnelle en hiver sur l'ensemble des 2904 heures et sinon pourquoi. Si l'évaluation ne prévoit pas une consommation uniforme sur les heures de l'hiver, la FCEI recommande de revoir le calcul du coût évité pour les fins du Programme.

¹⁸ Selon la FCEI, cette méthode n'est pas adéquate dans le cadre du programme de conversion qui diffère de manière importante des programmes du PGEÉ aux fins desquels cette approche a été établie dans le cadre du dossier R-3610-2006. La méthode établie dans ce dossier suppose un impact uniforme sur le besoin de puissance pour toutes les heures de l'hiver ce qui est manifestement irréconciliable avec la conversion de la chauffe du mazout à l'électricité.

8. Conclusion

Pour la préparation de ce complément de mémoire, la FCEI a procédé à plusieurs scénarios d'analyses économiques afin de vérifier la rentabilité du Programme. Les résultats de ces analyses sont résumés au tableau 1. A titre d'information, on y retrouve les résultats de scénarios de sensibilité additionnels qui n'ont pas nécessairement été abordés dans le texte plus haut.

Tableau 1
Résumés des scénarios de TNT analysés par la FCEI¹⁹

Tableau	Scénario	Taux d'inflation Revenus	Taux d'inflation Coûts	Coûts T et D	% CÉA	TNT 10 ans (M\$)	TNT 20 ans (M\$)
	HQD						
	Base	2,0%	2,0%	Non	100	15,7	ND
	FCEI						
A-1	Base HQD	2,0%	2,0%	Non	100	15,7	-49,3
A-2	+ Taux d'inflation des revenus à 0,5 %	0,5%	2,0%	Non	100	0,4	-95,8
A-3	+ Coûts de transport et de distribution	0,5%	2,0%	Oui	100	-29,3	-144,9
A-4	+ Énergie à 75 % de CÉA = scénario FCEI	0,5%	2,0%	Oui	75	-34,4	-138,2
A-5	Énergie à 75 % de CÉA seule	2,0%	2,0%	Non	75	-0,7	-66,5
	Coûts de T et D seuls	2,0%	2,0%	Oui	100	-14,0	-98,4
	Inflation des revenus à 0,5 % et Énergie 75%	0,5%	2,0%	Non	75	-12,1	-101,4
	Coûts T et D et Énergie 75%	2,0%	2,0%	Oui	75	-23,0	-103,3
	Énergie à 85 % de CÉA seule	2,0%	2,0%	Non	85	5,9	-59,6

On peut y remarquer que le scénario privilégié par la FCEI (en jaune) consiste à fixer à 0,5 % le taux d'inflation des revenus, à 75 % de la CÉA l'énergie du Programme et à tenir compte des coûts de transport et de distribution engendrés par le Programme. Ce scénario présente un TNT nettement défavorable à -34 M\$ sur la période de 2017-2027 et à -138 M\$ sur la période de 2017-2036.

De plus, la plupart des scénarios analysés par la FCEI présentent des TNT négatives sur la période 2017-2027 alors que tous les scénarios sont déficitaires sur la période 2017-2036. De surcroît, le tableau 1 indique que tous les scénarios de la période 2017-2036 demeureraient non rentables même en éliminant totalement l'appui financier de 49,1 M\$.

Même sans intégrer les préoccupations de la FCEI à la section 7 de ce document, les analyses de la FCEI présentés dans ce complément de mémoire démontrent que le Programme n'est pas rentable pour le Distributeur et, par conséquent, la FCEI recommande respectueusement à la Régie de ne pas l'approuver.

¹⁹ La colonne 'Tableau' fait référence aux tableaux de l'annexe A pour lequel un détail a été fourni.

Annexe A – Exemples d’analyse économique et calcul du TNT de la FCEI

Tableau A-1 : Cas de référence du Distributeur 11 et 20 ans

(milliers de \$)	VAN 2017-2027	VAN 2017-2036	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Consommation additionnelle (GWh/an)			68	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
Consommation additionnelle (MW)			22	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Revenus additionnels prévus en c/kWh	260 147	429 826	6 018 8,85	30 674 9,02	31 287 9,20	31 913 9,39	32 551 9,57	33 203 9,77	33 867 9,96	34 544 10,16	35 235 10,36	35 939 10,57	36 658 10,78	37 391 11,00	38 139 11,22	38 902 11,44	39 680 11,67	40 474 11,91	41 283 12,14	42 109 12,39	42 951 12,63	43 810 12,89
Coûts d’approvisionnement additionnels en c/kWh	194 644	429 325	4 095 6,02	20 840 6,13	21 257 6,25	21 682 6,38	22 116 6,51	22 558 6,64	23 009 6,77	30 172 8,88	30 776 9,05	31 391 9,23	32 019 9,42	51 716 15,21	52 750 15,52	53 805 15,83	54 881 16,14	55 979 16,47	57 098 16,80	58 240 17,13	59 405 17,47	60 593 17,82
Appui financier	49 116	49 116	10 236	40 920																		
Coûts d’exploitation du programme	703	703	220	508																		
Flux monétaire net	15 684	(49 318)	(8 533)	(31 594)	10 031	10 231	10 436	10 645	10 857	4 372	4 459	4 548	4 639	(14 324)	(14 611)	(14 903)	(15 201)	(15 505)	(15 815)	(16 131)	(16 454)	(16 783)

Tableau A-2 : Avec inflation de 0,5 % sur les revenus

(milliers de \$)	VAN 2017-2027	VAN 2017-2036	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Consommation additionnelle (GWh/an)			68	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
Consommation additionnelle (MW)			22	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Revenus additionnels prévus en c/kWh	244 883	383 306	6 018 8,85	30 674 9,02	30 827 9,07	30 982 9,11	31 136 9,16	31 292 9,20	31 449 9,25	31 606 9,30	31 764 9,34	31 923 9,39	32 082 9,44	32 243 9,48	32 404 9,53	32 566 9,58	32 729 9,63	32 892 9,68	33 057 9,72	33 222 9,77	33 388 9,82	33 555 9,87
Coûts d’approvisionnement additionnels en c/kWh	194 644	429 325	4 095 6,02	20 840 6,13	21 257 6,25	21 682 6,38	22 116 6,51	22 558 6,64	23 009 6,77	30 172 8,88	30 776 9,05	31 391 9,23	32 019 9,42	51 716 15,21	52 750 15,52	53 805 15,83	54 881 16,14	55 979 16,47	57 098 16,80	58 240 17,13	59 405 17,47	60 593 17,82
Appui financier	49 116	49 116	10 236	40 920																		
Coûts d’exploitation du programme	703	703	220	508																		
Flux monétaire net	420	(95 837)	(8 533)	(31 594)	9 570	9 299	9 021	8 734	8 439	1 434	988	531	63	(19 473)	(20 346)	(21 239)	(22 152)	(23 086)	(24 041)	(25 018)	(26 017)	(27 038)

Tableau A-3 : Avec coûts de transport et de distribution et inflation de 0,5 % sur les revenus

(milliers de \$)	VAN 2017-2027	VAN 2017-2036	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Consommation additionnelle (GWh/an)			68	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
Consommation additionnelle (MW)			22	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Revenus additionnels prévus en c/kWh	244 883	383 306	6 018 8,85	30 674 9,02	30 827 9,07	30 982 9,11	31 136 9,16	31 292 9,20	31 449 9,25	31 606 9,30	31 764 9,34	31 923 9,39	32 082 9,44	32 243 9,48	32 404 9,53	32 566 9,58	32 729 9,63	32 892 9,68	33 057 9,72	33 222 9,77	33 388 9,82	33 555 9,87
Coûts d'approvisionnement additionnels en c/kWh	224 348	478 403	4 782 7,03	24 342 7,16	24 829 7,30	25 326 7,45	25 832 7,60	26 349 7,75	26 876 7,91	34 116 10,04	34 799 10,24	35 495 10,44	36 205 10,65	55 985 16,47	57 105 16,80	58 247 17,13	59 412 17,48	60 600 17,83	61 812 18,18	63 048 18,55	64 309 18,92	65 595 19,29
Appui financier	49 116	49 116	10 236	40 920																		
Coûts d'exploitation du programme	703	703	220	508																		
Flux monétaire net	(29 283)	(144 915)	(9 220)	(35 096)	5 998	5 656	5 304	4 943	4 573	(2 511)	(3 035)	(3 572)	(4 122)	(23 742)	(24 701)	(25 681)	(26 683)	(27 707)	(28 755)	(29 826)	(30 921)	(32 040)

Tableau A-4 : Avec revenus de 75 % de la CÉA et coûts de transport et de distribution et inflation de 0,5 % sur les revenus

(milliers de \$)	VAN 2017-2027	VAN 2017-2036	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Consommation additionnelle (GWh/an)			51	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255
Consommation additionnelle (MW)			22	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Revenus additionnels prévus en c/kWh	183 662	287 480	4 514 8,85	23 006 9,02	23 121 9,07	23 236 9,11	23 352 9,16	23 469 9,20	23 586 9,25	23 704 9,30	23 823 9,34	23 942 9,39	24 062 9,44	24 182 9,48	24 303 9,53	24 424 9,58	24 547 9,63	24 669 9,68	24 793 9,72	24 917 9,77	25 041 9,82	25 166 9,87
Coûts d'approvisionnement additionnels en c/kWh	168 261	375 895	3 587 7,03	18 257 7,16	18 622 7,30	18 994 7,45	19 374 7,60	19 762 7,75	20 157 7,91	25 587 10,04	26 099 10,24	26 621 10,44	27 154 10,65	45 755 17,94	46 670 18,30	47 604 18,67	48 556 19,04	49 527 19,42	50 518 19,81	51 528 20,21	52 559 20,61	53 610 21,03
Appui financier	49 116	49 116	10 236	40 920																		
Coûts d'exploitation du programme	703	703	220	508																		
Flux monétaire net	(34 417)	(138 234)	(9 529)	(36 679)	4 499	4 242	3 978	3 707	3 429	(1 883)	(2 276)	(2 679)	(3 092)	(21 573)	(22 368)	(23 179)	(24 009)	(24 858)	(25 725)	(26 611)	(27 517)	(28 443)

Tableau A-5 : Avec revenus de 75 % de la CÉA

(milliers de \$)	VAN 2017-2027	VAN 2017-2036	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Consommation additionnelle (GWh/an)			51	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255
Consommation additionnelle (MW)			22	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Revenus additionnels prévus en c/kWh	195 110	322 370	4 514 8,85	23 006 9,02	23 466 9,20	23 935 9,39	24 414 9,57	24 902 9,77	25 400 9,96	25 908 10,16	26 426 10,36	26 955 10,57	27 494 10,78	28 044 11,00	28 604 11,22	29 177 11,44	29 760 11,67	30 355 11,91	30 962 12,14	31 582 12,39	32 213 12,63	32 858 12,89
Coûts d'approvisionnement additionnels en c/kWh	145 983	339 087	3 071 6,02	15 630 6,13	15 943 6,25	16 262 6,38	16 587 6,51	16 918 6,64	17 257 6,77	22 629 8,88	23 082 9,05	23 543 9,23	24 014 9,42	42 553 16,69	43 404 17,02	44 273 17,36	45 158 17,71	46 061 18,06	46 982 18,43	47 922 18,79	48 880 19,17	49 858 19,55
Appui financier	49 116	49 116	10 236	40 920																		
Coûts d'exploitation du programme	703	703	220	508																		
Flux monétaire net	(691)	(66 536)	(9 014)	(34 053)	7 523	7 673	7 827	7 983	8 143	3 279	3 344	3 411	3 479	(14 510)	(14 800)	(15 096)	(15 398)	(15 706)	(16 020)	(16 340)	(16 667)	(17 001)