

**RÉPONSES AUX QUESTIONS DE LA RÉGIE  
RELATIVES À LA RENTABILITÉ  
DU PROGRAMME CONVERSION À L'ÉLECTRICITÉ**



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. RAPPEL DU CONTEXTE .....</b>	<b>5</b>
<b>2. IMPACT EN PUISSANCE DU PROGRAMME .....</b>	<b>5</b>
<b>3. ANALYSE ÉCONOMIQUE AVEC PRISE EN COMPTE DIRECTE DE LA PUISSANCE .....</b>	<b>7</b>
3.1. Contexte d'application .....	7
3.2. Hypothèses .....	8
<b>4. ANALYSES DE SENSIBILITÉ ET ROBUSTESSE .....</b>	<b>10</b>
<b>5. AUTRES PRÉOCCUPATIONS DE LA RÉGIE ET COMMENTAIRES SUR LES CALCULS PRÉSENTÉS EN ANNEXE DE LA DÉCISION D-2017-108 .....</b>	<b>11</b>
5.1. Coûts évités transport et distribution.....	11
5.2. Programme GDP Affaires.....	12
5.3. Analyse économique réalisée par la Régie.....	12

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Potentiel de conversion du mazout à l'électricité.....	6
Tableau 2 : Impact à la pointe du réseau du Programme .....	7
Tableau 3 : Coûts évités .....	9
Tableau 4 : Calcul du TNT .....	9
Tableau 5 : Analyse financière .....	10
Tableau 6 : Calcul du TNT considérant que tous les clients ne gèrent pas leur facture .....	10
Tableau 7 : Calcul du TNT considérant les heures d'achat sur les marchés .....	11



1 Cette pièce vise à répondre aux préoccupations soulevées par la Régie dans sa décision  
2 D-2017-108, qu'elle résume ainsi à son paragraphe 41 :

- 3 • la méthodologie utilisée pour considérer les coûts associés à la puissance  
4 additionnelle ;
- 5 • la quantité de puissance à considérer aux fins de l'analyse de rentabilité.

## 1. RAPPEL DU CONTEXTE

6 Le programme Conversion à l'électricité (le Programme) permet notamment d'écouler les  
7 importants surplus énergétiques du Distributeur. Ces surplus, récurrents jusqu'en 2027, sont  
8 de l'ordre de 10 TWh par année. Dans cette situation, même pendant les heures d'hiver, le  
9 Distributeur prévoit avoir très peu recours à des approvisionnements en énergie sur les  
10 marchés.

11 La présente demande couvre les années 2017 et 2018. Cette période définie permettra au  
12 Distributeur de valider la réaction du marché et tous les paramètres ayant permis d'établir la  
13 rentabilité du Programme. Ainsi, le Distributeur verra à ajuster ces paramètres au besoin et  
14 les soumettra à la Régie, le cas échéant<sup>1</sup>.

## 2. IMPACT EN PUISSANCE DU PROGRAMME

15 Le Distributeur soutient qu'il est difficile de quantifier précisément l'impact du Programme sur  
16 les besoins en puissance à la pointe. En effet, celui-ci s'adresse à des clients de tailles  
17 différentes, présentant des caractéristiques variées. En outre, le Programme vise tant des  
18 systèmes fonctionnels de production ou de transformation que de chauffage pour différents  
19 usages<sup>2</sup>. Également, la quantification de la contribution à la pointe du réseau nécessite, en  
20 plus d'évaluer la quantité de puissance ajoutée par les clients, de statuer sur leur facteur de  
21 coïncidence.

22 Le Distributeur a indiqué que la contribution du Programme à la pointe du réseau serait de  
23 l'ordre de 170 MW<sup>3</sup>. Cette estimation théorique très conservatrice suppose que la totalité du  
24 potentiel de 340 GWh correspond à des équipements pour le chauffage des locaux. Le  
25 Distributeur a clairement indiqué que cette estimation représente un maximum.

26 Compte tenu de la méthodologie utilisée aux fins de l'analyse économique du Programme,  
27 soit une allocation des coûts de puissance en ¢/kWh aux volumes d'énergie<sup>4</sup>, le Distributeur  
28 n'avait pas jugé utile de procéder à une nouvelle estimation de l'impact en puissance.

---

<sup>1</sup> Pièce HQD-1, document 1 (B-0013), section 3.4 ; pièce HQD-1, document 2 (B-0018), section 4.5.

<sup>2</sup> Pièce HQD-1, document 1 (B-0013), section 3.2.

<sup>3</sup> Réponse à la question 6.3 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.3 (B-0043).

<sup>4</sup> Complément de réponse à la question 3.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.2 (B-0037).

1 Une évaluation plus réaliste de la contribution du Programme à la pointe du réseau confirme  
 2 que celle-ci est plutôt de l'ordre de 110 MW, comme initialement soumis au moment du  
 3 dépôt de la preuve au présent dossier<sup>5</sup>.

4 Cette valeur s'appuie sur la répartition en énergie du potentiel commercial entre les secteurs  
 5 Commercial et institutionnel et Industriel, comme présenté au tableau 2 de la pièce HQD-1,  
 6 document 1 (B-0013). Le tableau 1 présente l'objectif de 340 GWh, réparti entre ces deux  
 7 secteurs.

**TABLEAU 1 :  
 POTENTIEL DE CONVERSION DU MAZOUT À L'ÉLECTRICITÉ**

	Potentiel commercial	Taux de pénétration		Objectif*		
	GWh/an	2017	2018	2017	2018	Total
Commercial et institutionnel	460	10 %	40 %	46	184	230
Industriel	440	5 %	20 %	22	88	110
<b>Total (GWh)</b>	<b>900</b>	<b>68</b>	<b>272</b>	<b>68</b>	<b>272</b>	<b>340</b>

\* Soit potentiel commercial × taux de pénétration

8 Les volumes en énergie visés par le Programme pour les deux secteurs sont donc  
 9 respectivement de 230 GWh et 110 GWh.

10 La conversion de l'énergie en puissance à la pointe du réseau s'appuie sur les  
 11 caractéristiques des charges visées, la gestion ou non de sa facture de la part du client et,  
 12 enfin, sur un facteur de coïncidence tenant compte du fait que la pointe propre du client n'est  
 13 pas nécessairement coïncidente avec celle du réseau. Le tableau 2 présente le détail du  
 14 calcul de l'impact attendu du Programme en puissance à la pointe du réseau, tenant compte  
 15 de tous ces facteurs.

<sup>5</sup> Pièce HQD-1, document 1 (B-0013), section 8.2.

**TABLEAU 2 :  
IMPACT À LA POINTE DU RÉSEAU DU PROGRAMME**

	<b>Ventes (GWh)</b>	<b>Ratio kW/GWh</b>	<b>Impact à la pointe du réseau (MW)</b>
<b>Commercial et institutionnel</b>	<b>230</b>		<b>94</b>
Sans gestion de facture (75 %)	173	455*	79
Avec gestion de facture (25 %)	58	266*	15
<b>Industriel</b>	<b>110</b>	<b>140</b>	<b>15</b>
<b>Total</b>	<b>340</b>		<b>109</b>

\* Incluant un facteur de coïncidence de 75 %.

1 Les ratios kW/GWh de la clientèle du secteur Commercial et institutionnel représentent le  
 2 rapport entre la puissance et l'énergie additionnelles découlant de la conversion. Ils ont été  
 3 établis sur la base des cas types. Plus spécifiquement, une analyse de ces derniers a permis  
 4 de déterminer l'augmentation de la puissance maximale appelée des clients (donc, non  
 5 coïncidente avec la pointe du réseau) en période hivernale induite par la conversion. Les  
 6 ratios ont donc été établis en mettant en relation cette augmentation avec celle de l'énergie.

7 Ces ratios sont ajustés pour tenir compte d'un facteur de coïncidence. La valeur de 75 %  
 8 attribuée à ce facteur a été établie grâce à une analyse d'un échantillon de bâtiments  
 9 représentatifs du marché visé par le Programme. Cette façon de procéder est la meilleure  
 10 approche pour traduire l'appel de puissance maximal d'un client en un appel de puissance  
 11 de ces mêmes clients durant la période de pointe du réseau du Distributeur.

12 Le ratio du secteur Industriel est quant à lui établi sur la base d'un facteur d'utilisation  
 13 représentatif de procédés industriels.

### **3. ANALYSE ÉCONOMIQUE AVEC PRISE EN COMPTE DIRECTE DE LA PUISSANCE**

#### **3.1. Contexte d'application**

14 De façon générale, le Distributeur rappelle que le but de l'analyse économique est d'obtenir  
 15 une mesure, la plus juste possible, des coûts et des revenus induits par un projet.

16 Dans le cas d'un programme commercial qui vise des volumes d'énergie (ventes  
 17 additionnelles ou économies d'énergie), l'analyse économique internalise le coût de la  
 18 puissance, exprimé en \$/kW, en le répartissant de façon égale sur chacune des 2 904  
 19 heures d'hiver<sup>6,7</sup>. Cette façon de procéder permet d'exprimer le coût de la puissance en  
 20 ¢/kWh. Cette méthode attribue implicitement une quantité égale de puissance à chacune des

<sup>6</sup> Toutes les heures du 1<sup>er</sup> décembre au 31 mars.

<sup>7</sup> Complément de réponse à la question 3.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.2 (B-0037).

1 heures d'hiver (soit un facteur d'utilisation de 100 % en hiver). Cette quantité de puissance  
2 varie donc avec la quantité d'énergie d'hiver.

3 Le Distributeur considère que cette façon de procéder est simple et appropriée dans le cas  
4 de programmes qui prennent en compte de nombreuses mesures implantées chez un grand  
5 nombre de clients.

6 Notamment, dans un contexte de réduction de la demande en énergie (programmes en  
7 efficacité énergétique), cette approche est conservatrice puisque la quantité de puissance  
8 économisée pourrait être supérieure à celle prise en compte implicitement, soit la puissance  
9 moyenne d'hiver.

10 Il est à noter que dans le cas d'un programme de puissance, par exemple le programme  
11 GDP Affaires, le Distributeur détient l'information pertinente et précise sur la quantité de  
12 puissance à considérer, puisqu'il procède au mesurage de la contribution réelle de chaque  
13 client au moment de la pointe du réseau. Ainsi, afin de déterminer la valeur de la réduction  
14 de la quantité spécifique de puissance à la pointe de son réseau, le Distributeur utilise  
15 directement le coût évité de la puissance, exprimé en \$/kW, dans ses analyses  
16 économiques.

17 Le Distributeur convient que, dans le cas d'un programme de ventes additionnelles, il importe  
18 que la contribution en puissance soit considérée de façon plus spécifique. Conséquemment,  
19 le Distributeur soumet dans la présente section une nouvelle analyse économique basée sur  
20 une prise en compte directe du coût de puissance.

### 3.2. Hypothèses

21 Les principales hypothèses sur lesquelles repose l'analyse sont les suivantes :

- 22 • la prise en compte d'une quantité de puissance de 110 MW, laquelle inclut la  
23 contribution en puissance des clients qui procèdent à la gestion de leur facture ;
- 24 • le maintien des quantités d'énergie, des pourcentages de consommation en hiver,  
25 des revenus additionnels et de l'appui financier, comme ils ont été présentés au  
26 dossier ;
- 27 • la mise à jour du taux d'actualisation à 5,053 %, comme établi par la décision  
28 D-2017-022, ainsi que le propose d'ailleurs la Régie dans sa décision D-2017-022<sup>8</sup> ;
- 29 • la mise à jour des coûts évités, tels qu'ils sont présentés au dossier R-4011-2017<sup>9</sup> et  
30 reproduits au tableau 3 :

---

<sup>8</sup> Voir la page 18 de l'annexe à la décision.

<sup>9</sup> Pièce HQD-4, document 4 (B-0019).



**TABLEAU 3 :  
COÛTS ÉVITÉS (\$ 2017)**

Coûts évités en puissance	2017 à 2023 : 20 \$/kW-hiver À partir de 2024 : 110 \$ kW-hiver
Coûts évités en énergie	Été : 2,8 ¢/kWh Hiver : 5,2 ¢/kWh

- 1 Le coût évité de puissance est calculé en multipliant les 110 MW de quantité de puissance  
2 par le coût exprimé en \$/kW.
- 3 Notons que lorsque la quantité de puissance est établie, et le volume d'énergie d'hiver connu  
4 (soit le facteur d'utilisation d'hiver<sup>10</sup>), les résultats obtenus sont identiques en traitant le coût  
5 de la puissance directement en \$/kW ou en l'exprimant d'abord en ¢/kWh.
- 6 Ainsi, le TNT s'établit à 21,9 M\$ actualisés de 2017, confirmant que le Programme est  
7 rentable et contribue à réduire la pression sur les tarifs de l'ensemble des clients du  
8 Distributeur.
- 9 Les tableaux 4 et 5 présentent le résultat de l'analyse économique et l'impact sur les revenus  
10 requis.

**TABLEAU 4 :  
CALCUL DU TNT**

(en milliers de \$)	VAN	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Consommation additionnelle totale (GWh/an)		68	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
Revenus additionnels prévus ¢/kWh	262 633	6 018 8,84	30 674 9,02	31 288 9,20	31 913 9,39	32 552 9,57	33 203 9,76	33 867 9,96	34 544 10,16	35 235 10,36	35 940 10,57	36 658 10,78
Coûts d'approvisionnement additionnels en ¢/kWh	190 840	3 662 5,38	18 661 5,49	19 026 5,60	19 399 5,71	19 779 5,82	20 167 5,93	20 562 6,05	32 517 9,56	33 160 9,75	33 815 9,94	34 483 10,14
Appui financier	49 188	10 236	40 920	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coûts d'exploitation du programme	704	220	508	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flux monétaire net	21 902	(8 102)	(29 414)	12 261	12 514	12 773	13 036	13 305	2 027	2 075	2 125	2 175

<sup>10</sup> Voir notamment le complément de réponse à la question 3.1.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.2 (B-0037).

**TABLEAU 5 :  
ANALYSE FINANCIÈRE**

(en milliers de \$)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Consommation additionnelle totale (GWh/an)	68	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
Revenus additionnels prévus (en milliers de \$)	6 018	30 674	31 288	31 913	32 552	33 203	33 867	34 544	35 235	35 940	36 658
¢/kWh	8,84	9,02	9,20	9,39	9,57	9,76	9,96	10,16	10,36	10,57	10,78
Coûts d'approvisionnement additionnels	3 662	18 661	19 026	19 399	19 779	20 167	20 562	20 517	20 160	20 815	21 483
Coûts en ¢/kWh	5,38	5,49	5,60	5,71	5,82	5,93	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05
Amortissement aide financière (10 ans)	512	3 070	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	4 604
Coûts d'exploitation programme	220	508	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Frais financiers	90	564	991	879	768	656	544	433	321	209	102
Dépenses totales	4 485	22 802	25 133	25 394	25 662	25 938	26 222	26 222	26 222	26 222	26 222
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	140	822	1 292	1 145	998	852	705	558	411	264	125
Impact sur revenus requis	(1 393)	(7 050)	(4 863)	(5 374)	(5 891)	(6 413)	(6 940)	4 079	3 772	3 465	2 656

#### 4. ANALYSES DE SENSIBILITÉ ET ROBUSTESSE

1 Comme indiqué au dossier, le Distributeur a considéré dans son analyse économique qu'une  
 2 proportion des clients concernés procéderaient à la gestion de leur facture. Leur puissance  
 3 maximale appelée étant moindre que celle des autres clients, ils génèrent moins de revenus  
 4 additionnels mais réduisent également de façon significative leur présence à la pointe du  
 5 réseau. En posant l'hypothèse que la totalité des volumes est associée à des clients sans  
 6 gestion de leur facture, le TNT obtenu est de 13,7 M\$ actualisés de 2017, comme présenté  
 7 au tableau 6.

**TABLEAU 6 :  
CALCUL DU TNT CONSIDÉRANT QUE TOUS LES CLIENTS NE GÈRENT PAS LEUR FACTURE**

(en milliers de \$)	VAN	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Consommation additionnelle totale (GWh/an)		68	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
Revenus additionnels prévus	277 519	6 359	32 413	33 061	33 722	34 397	35 085	35 786	36 502	37 232	37 977	38 736
¢/kWh		9,35	9,53	9,72	9,92	10,12	10,32	10,52	10,73	10,95	11,17	11,39
Coûts d'approvisionnement additionnels	213 962	3 865	19 696	20 082	20 475	20 877	21 287	21 705	22 133	22 567	23 007	23 452
en ¢/kWh		5,68	5,79	5,91	6,02	6,14	6,26	6,38	6,50	6,62	6,74	6,86
Appui financier	49 188	10 236	40 920	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coûts d'exploitation du programme	704	220	508	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flux monétaire net	13 666	(7 964)	(28 710)	12 979	13 247	13 520	13 798	14 082	(2 441)	(2 481)	(2 523)	(2 566)

8 Comparativement à ce que le Distributeur a soumis dans son complément de preuve<sup>11</sup>, le  
 9 résultat est moins favorable dans cette situation, puisque les clients qui ne gèrent pas leur  
 10 facture imposent une plus grande quantité de puissance à la pointe du réseau.

<sup>11</sup> Pièce HQD-1, document 2 (B-0018), section 6.4.

### **Attribution des coûts évités d'énergie d'hiver en considérant les heures d'achat sur les marchés**

- 1 Par ailleurs, il importe de souligner que le Distributeur, dans son évaluation économique, a  
 2 été très prudent quant au coût additionnel en énergie. En effet, l'analyse suppose que la  
 3 totalité des 2 904 heures d'hiver est susceptible d'occasionner un achat sur les marchés au  
 4 prix de l'énergie d'hiver (5,2 ¢/kWh), plutôt qu'à la valeur de l'énergie patrimoniale  
 5 (2,8 ¢/kWh).
- 6 Ainsi, en attribuant le coût évité d'énergie d'hiver seulement pendant le nombre d'heures où  
 7 des achats sur les marchés sont prévus dans le bilan en énergie, le TNT passe à 54,9 M\$  
 8 actualisés de 2017. Le tableau 7 présente le résultat détaillé.

**TABLEAU 7 :  
 CALCUL DU TNT CONSIDÉRANT LES HEURES D'ACHAT SUR LES MARCHÉS**

(en milliers de \$)	VAN	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Consommation additionnelle totale (GWh/an)		68	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
Revenus additionnels prévus ¢/kWh	262 633	6 018 8,84	30 674 9,02	31 288 9,20	31 913 9,39	32 552 9,57	33 203 9,76	33 867 9,96	34 544 10,16	35 235 10,36	35 940 10,57	36 658 10,78
Coûts d'approvisionnement additionnels en ¢/kWh	157 841	2 639 3,88	13 430 3,95	13 847 4,07	14 311 4,21	14 856 4,37	15 658 4,60	16 292 4,79	28 765 8,46	30 019 8,83	31 302 9,21	33 199 9,76
Appui financier	49 188	10 236	40 920	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coûts d'exploitation du programme	704	220	508	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flux monétaire net	54 901	(7 078)	(24 183)	17 441	17 602	17 695	17 545	17 575	5 779	5 216	4 637	3 459

- 9 Les résultats obtenus par ces deux analyses confirment la robustesse de la rentabilité du  
 10 programme.

## **5. AUTRES PRÉOCCUPATIONS DE LA RÉGIE ET COMMENTAIRES SUR LES CALCULS PRÉSENTÉS EN ANNEXE DE LA DÉCISION D-2017-108**

### **5.1. Coûts évités transport et distribution**

- 11 Le Distributeur maintient que la charge additionnelle du Programme n'aura pas d'impact sur  
 12 les réseaux de transport et de distribution. Le Distributeur a par ailleurs indiqué dans sa  
 13 preuve qu'il se réserve le droit de refuser tout projet qui aurait un impact trop important sur  
 14 ces réseaux. Pour ces raisons, le Distributeur n'estime pas pertinent de tenir compte de ce  
 15 coût dans l'analyse économique du Programme.

## 5.2. Programme GDP Affaires

1 Comme mentionné par le Distributeur<sup>12</sup>, il n'y a pas lieu de prendre en considération, dans  
2 l'évaluation économique du Programme, la participation des clients au programme  
3 GDP Affaires. En effet, l'ensemble des hypothèses reflète la situation des clients après  
4 conversion à l'électricité, sans présumer d'aucune façon de leur participation au Programme.

5 Le Distributeur réitère par ailleurs que le programme GDP Affaires a été approuvé par la  
6 Régie et qu'il est rentable<sup>13</sup>. Conséquemment, une participation à ce programme de clients  
7 ayant également participé au programme Conversion à l'électricité ne peut qu'être favorable  
8 pour le Distributeur et l'ensemble de sa clientèle. Le Distributeur fera d'ailleurs les efforts  
9 nécessaires auprès des participants au Programme pour les inciter à participer au  
10 programme GDP Affaires et maintient qu'une participation à ce programme du tiers de ces  
11 clients est réaliste.

## 5.3. Analyse économique réalisée par la Régie

12 Le Distributeur a examiné les calculs de la Régie présenté en annexe de sa décision  
13 D-2017-108 et la pièce A-0041 et soumet respectueusement les commentaires suivants.

### **Méthodologie 1**

14 *Étape 3* : La quantité de puissance à utiliser est de 110 MW. L'étape 3.2 n'a pas lieu d'être.

15 *Étape 4* : Les concepts d'amortissement, de rendement et de frais financiers ne sont pas à  
16 considérer dans l'analyse économique puisqu'ils sont traités à travers les flux de trésorerie et  
17 le taux d'actualisation. Seules les dépenses du Programme (coûts d'exploitation) doivent être  
18 incluses, aux années appropriées.

19 *Étape 5* : Le Distributeur réitère que le coût de transport n'a pas à être pris en compte.

### **Méthodologie 2**

20 Le coût évité de chauffage des locaux du tarif M et le traitement du volume d'énergie total est  
21 une bonne approximation. Cependant, les coûts de transport et de distribution ne devraient  
22 pas être considérés, pour les raisons déjà invoquées. De plus, la composante puissance  
23 devrait être exclue (comme le fait la Régie à l'étape 1 de sa méthodologie 1), ce qui  
24 permettra d'attribuer directement le coût de puissance correspondant à 110 MW.

---

<sup>12</sup> Voir la réponse à la question 5.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1 (B-0022).

<sup>13</sup> Voir la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.3 (B-0043).