

**Réponses du Transporteur
à la demande de renseignements numéro 1
de la Régie de l'énergie
(la « Régie »)**

1 **DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA**
2 **DEMANDE D'AUTORISATION POUR L'AUTORISATION ET LA CONSTRUCTION DU NOUVEAU POSTE**
3 **DE WASWANIPI À 315 kV ET DE SA LIGNE D'ALIMENTATION (LE PROJET)**
4

- 5 **1. Références :** (i) Pièce B-0004, page 5;
6 (ii) Pièce B-0005, Annexe 5, page 2.

7 **Préambule :**

- 8 (i) Le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissements « Croissance des besoins de la
9 clientèle » et « Maintien des actifs » du Transporteur.
- 10 (ii) Un total de 10,2 M \$ du coût du Projet de 36,2 M \$ a été attribué à la catégorie « Maintien des
11 actifs ».

12 **Demandes :**

- 13 1.1 La nouvelle charge du Distributeur étant à l'origine du Projet, donc le déclencheur du présent
14 projet est relié à une croissance des besoins. Veuillez expliquer pourquoi les coûts du Projet
15 ne s'inscrivent qu'en partie dans la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle ».

16 **R1.1**

17 **Tout d'abord, le Transporteur tient à rappeler que le processus de**
18 **réalisation des projets qu'il a mis en place, encadre la réalisation des**
19 **projets qui touchent le réseau de transport, de leurs déclencheurs jusqu'à**
20 **la mise en service commerciale des installations. Une demande de client,**
21 **un besoin identifié par le Transporteur ou une combinaison de ces besoins**
22 **peuvent être à l'origine d'un projet. Les déclencheurs d'un projet, qui sont**
23 **parfois indissociables, peuvent appartenir à quatre catégories**
24 **d'investissement : maintien des actifs, maintien et amélioration de la**
25 **qualité de service, respect des exigences et croissance des besoins de la**
26 **clientèle.**

27 **Depuis que le Transporteur fait autoriser ses projets d'investissement de**
28 **25 M\$ ou plus, de nombreux projets ont été présentés en considérant plus**
29 **d'une catégorie d'investissement.**

30 **Dans le cas présent, bien que la croissance des besoins de la clientèle soit**
31 **un élément déclencheur du Projet, certains éléments de pérennité viennent**
32 **également s'y greffer. Ainsi, dans un souci d'optimiser les interventions et**
33 **donc les investissements réalisés dans le cadre du Projet dans la zone**
34 **d'étude considérée et conformément au mode de planification intégrée**
35 **mise en œuvre par le Transporteur depuis 2008, celui-ci tient compte des**
36 **besoins en pérennité de la section à 315-161-44 kV du poste d'Abitibi et**
37 **saisit l'occasion suscitée par le Projet pour démanteler cette section en**
38 **plus de considérer les coûts associés à la vétusté d'équipements majeurs**
39 **du poste d'Abitibi. En effet, comme démontré en preuve, la capacité de**
40 **transit du réseau de transport reliée à ce poste est de première importance**
41 **afin de répondre adéquatement au développement de la communauté du**
42 **village de Waswanipi.**

43 **Pour le Transporteur, la prise en compte des enjeux relatifs aux**
44 **équipements des différents paliers de tension de la section à**

1 **315-161-44 kV du poste d’Abitibi représente une occasion de développer**
2 **une solution intégrée, fidèle à sa pratique habituelle, tenant compte de ces**
3 **préoccupations, attribuables au volet « Maintien des actifs » du Projet.**
4 **Ainsi, le Projet permettra le remplacement du poste de Waswanipi à**
5 **44-13,2 kV existant sans potentiel de croissance et la section à**
6 **315-161-44 kV devenu vétuste du poste d’Abitibi par un poste de plus**
7 **grande capacité.**

8 **Le Transporteur a maximisé l’utilisation des postes et équipements qui**
9 **sont déjà en service et repoussé les investissements découlant de la**
10 **présente demande, conformément à sa pratique habituelle. Or, comme**
11 **démontré, la vétusté des équipements de la section à 315-161-44 kV du**
12 **poste source d’Abitibi constitue un enjeu important. Ainsi, la pérennité des**
13 **équipements du réseau à 44 kV doit être prise en compte dans le cadre**
14 **du Projet.**

15 **Par ailleurs, la construction du nouveau poste de Waswanipi raccordé en**
16 **double dérivation de la ligne à 315 kV Abitibi-Label augmentera**
17 **considérablement la fiabilité du réseau de transport. De plus, la**
18 **construction de ce nouveau poste rendra possible le démantèlement d’un**
19 **nombre important d’équipements vétustes. Du coup, l’exploitabilité et la**
20 **maintenance en seront également facilitées.**

21 **Le Projet aura donc un impact positif tant sur la capacité à répondre aux**
22 **besoins de croissance que sur la fiabilité du réseau de transport, en lien**
23 **avec les objectifs visés.**

24 **Le Projet proposé par le Transporteur règle de façon efficace et optimale**
25 **l’incapacité d’alimenter la totalité de la charge prévue au village de**
26 **Waswanipi et de façon plus large sur l’ensemble du réseau à 44 kV du**
27 **poste d’Abitibi, ainsi que les enjeux de pérennité évoqués précédemment.**
28 **Bref, les investissements découlant de ce Projet seront, une fois réalisés,**
29 **utiles à l’exploitation fiable du réseau de transport.**

30 1.2 Advenant le scénario où le Projet aurait été inscrit complètement dans la catégorie
31 « Croissance des besoins de la clientèle », veuillez confirmer que les coûts relatifs au Projet
32 auraient été de l’ordre de 36 M\$. Veuillez présenter, sous forme de chiffrer Excel, l’impact
33 tarifaire qui en résulterait.

34 **R1.2**

35 **Tel qu’il appert de la réponse à la question 1.1, le Transporteur soutient**
36 **que les investissements alloués à la catégorie « Maintien des actifs » sont**
37 **requis dans le cadre du Projet. Ainsi, le Transporteur est d’avis qu’il n’est**
38 **pas approprié d’inscrire l’ensemble des coûts dans la catégorie**
39 **« Croissance des besoins de la clientèle ».**

40 **Par ailleurs, le Transporteur présente à titre informatif un scénario**
41 **hypothétique dans le cadre duquel des coûts de 36,2 M\$ seraient**
42 **considérés pour la croissance des besoins de la clientèle.**

1
2

**Tableau R1.2 – 1 : Impact tarifaire du Projet sur 20 ans
(Scénario hypothétique)**

Coût du projet (M\$)	36,205
Contribution estimée du Distributeur (M\$)	31,237
Mise en service nette (M\$)	4,968
	2015-9
	2,103
	2016-9
	2,865
Amortissement linéaire ¹	
Coût moyen pondéré du capital prospectif ²	5,698%
Entretien et exploitation ³	1,3%
Taxe sur les services publics (TSP) ⁴	0,55%
Nombre d'années	20

Années	Amortissement 2015-9 (M\$)	Amortissement 2016-9 (M\$)	Amortissement ent (M\$)	Amortissement ent cumulé (M\$)	Base de tarification : solde de fin (M\$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M\$)	Coût du capital (M\$)	Entretien et exploitation (M\$)	Taxe sur les services publics (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)
2012										2 984,378	41 744	71,49	
2015	0,026	0,000	0,026	0,026	2,076	0,643	0,037	0,009	0,000	0,072	2 984,450	41 744	71,49
2016	0,105	0,036	0,141	0,167	4,801	2,900	0,165	0,039	0,011	0,357	2 984,735	41 744	71,50
2017	0,105	0,143	0,248	0,416	4,552	4,677	0,266	0,063	0,026	0,605	2 984,983	41 745	71,51
2018	0,105	0,143	0,248	0,664	4,304	4,428	0,252	0,063	0,025	0,589	2 984,968	41 745	71,50
2019	0,105	0,143	0,248	0,912	4,056	4,180	0,238	0,063	0,024	0,574	2 984,952	41 746	71,50
2020	0,105	0,143	0,248	1,161	3,807	3,931	0,224	0,063	0,022	0,558	2 984,937	41 746	71,50
2021	0,105	0,143	0,248	1,409	3,559	3,683	0,210	0,063	0,021	0,543	2 984,921	41 746	71,50
2022	0,105	0,143	0,248	1,658	3,310	3,435	0,196	0,063	0,020	0,527	2 984,905	41 747	71,50
2023	0,105	0,143	0,248	1,906	3,062	3,186	0,182	0,063	0,018	0,512	2 984,890	41 747	71,50
2024	0,105	0,143	0,248	2,154	2,814	2,938	0,167	0,063	0,017	0,496	2 984,874	41 748	71,50
2025	0,105	0,143	0,248	2,403	2,565	2,689	0,153	0,063	0,015	0,481	2 984,859	41 748	71,50
2026	0,105	0,143	0,248	2,651	2,317	2,441	0,139	0,063	0,014	0,465	2 984,843	41 749	71,50
2027	0,105	0,143	0,248	2,900	2,068	2,193	0,125	0,063	0,013	0,449	2 984,828	41 749	71,49
2028	0,105	0,143	0,248	3,148	1,820	1,944	0,111	0,063	0,011	0,434	2 984,812	41 749	71,49
2029	0,105	0,143	0,248	3,396	1,572	1,696	0,097	0,063	0,010	0,418	2 984,797	41 750	71,49
2030	0,105	0,143	0,248	3,645	1,323	1,447	0,082	0,063	0,009	0,403	2 984,781	41 750	71,49
2031	0,105	0,143	0,248	3,893	1,075	1,199	0,068	0,063	0,007	0,387	2 984,766	41 751	71,49
2032	0,105	0,143	0,248	4,142	0,826	0,951	0,054	0,063	0,006	0,372	2 984,750	41 751	71,49
2033	0,105	0,143	0,248	4,390	0,578	0,702	0,040	0,063	0,005	0,356	2 984,735	41 752	71,49
2034	0,105	0,143	0,248	4,638	0,330	0,454	0,026	0,063	0,003	0,341	2 984,719	41 752	71,49
2035	0,079	0,143	0,222	4,861	0,107	0,209	0,012	0,054	0,002	0,290	2 984,669	41 753	71,48
2036	0,000	0,107	0,107	4,968	0,000	0,041	0,002	0,024	0,001	0,135	2 984,513	41 753	71,48
Ensemble de la période 2015 à 2036										0,426		71,50	

¹ Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.

² Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.

³ Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement.

⁴ Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

1
2
3
4

**Tableau R1.2 – 2 : Impact tarifaire du Projet sur 20 ans
Analyse de sensibilité
(Scénario hypothétique)**

Analyse de sensibilité

Coût du projet (M\$)	+ 15 %	41,636
Contribution estimée du Distributeur (M\$)		36,668
Mise en service nette (M\$)		4,968
	2015-9	1,673
	2016-9	3,295
Amortissement linéaire ¹		
Coût moyen pondéré du capital prospectif ²	+ 15 %	6,553%
Entretien et exploitation ³		1,4%
Taxe sur les services publics (TSP) ⁴		0,55%
Nombre d'années		20

Années	Amortissement ent 2015-9 (M\$)	Amortissement ent 2016-9 (M\$)	Amortissement ent (M\$)	Amortissement ent cumulé (M\$)	Base de tarification : solde de fin (M\$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M\$)	Coût du capital (M\$)	Entretien et exploitation (M\$)	Taxe sur les services publics (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)
2012										2 984,378	41 744	71,49	
2015	0,021	0,000	0,021	0,021	1,652	0,511	0,034	0,008	0,000	0,062	2 984,440	41 744	71,49
2016	0,084	0,041	0,125	0,146	4,822	2,617	0,172	0,038	0,009	0,343	2 984,722	41 744	71,50
2017	0,084	0,165	0,248	0,394	4,574	4,698	0,308	0,068	0,027	0,651	2 985,029	41 745	71,51
2018	0,084	0,165	0,248	0,642	4,325	4,449	0,292	0,068	0,025	0,633	2 985,011	41 745	71,51
2019	0,084	0,165	0,248	0,891	4,077	4,201	0,275	0,068	0,024	0,615	2 984,994	41 746	71,50
2020	0,084	0,165	0,248	1,139	3,828	3,953	0,259	0,068	0,022	0,598	2 984,976	41 746	71,50
2021	0,084	0,165	0,248	1,388	3,580	3,704	0,243	0,068	0,021	0,580	2 984,958	41 746	71,50
2022	0,084	0,165	0,248	1,636	3,332	3,456	0,226	0,068	0,020	0,562	2 984,941	41 747	71,50
2023	0,084	0,165	0,248	1,884	3,083	3,208	0,210	0,068	0,018	0,545	2 984,923	41 747	71,50
2024	0,084	0,165	0,248	2,133	2,835	2,959	0,194	0,068	0,017	0,527	2 984,906	41 748	71,50
2025	0,084	0,165	0,248	2,381	2,587	2,711	0,178	0,068	0,016	0,510	2 984,888	41 748	71,50
2026	0,084	0,165	0,248	2,630	2,338	2,462	0,161	0,068	0,014	0,492	2 984,870	41 749	71,50
2027	0,084	0,165	0,248	2,878	2,090	2,214	0,145	0,068	0,013	0,474	2 984,853	41 749	71,50
2028	0,084	0,165	0,248	3,126	1,841	1,966	0,129	0,068	0,011	0,457	2 984,835	41 749	71,49
2029	0,084	0,165	0,248	3,375	1,593	1,717	0,113	0,068	0,010	0,439	2 984,817	41 750	71,49
2030	0,084	0,165	0,248	3,623	1,345	1,469	0,096	0,068	0,009	0,421	2 984,800	41 750	71,49
2031	0,084	0,165	0,248	3,872	1,096	1,220	0,080	0,068	0,007	0,404	2 984,782	41 751	71,49
2032	0,084	0,165	0,248	4,120	0,848	0,972	0,064	0,068	0,006	0,386	2 984,764	41 751	71,49
2033	0,084	0,165	0,248	4,368	0,599	0,724	0,047	0,068	0,005	0,368	2 984,747	41 752	71,49
2034	0,084	0,165	0,248	4,617	0,351	0,475	0,031	0,068	0,003	0,351	2 984,729	41 752	71,49
2035	0,063	0,165	0,227	4,844	0,124	0,230	0,015	0,060	0,002	0,305	2 984,683	41 753	71,48
2036	0,000	0,124	0,124	4,968	0,000	0,048	0,003	0,030	0,001	0,157	2 984,536	41 753	71,48
Ensemble de la période 2015 à 2036										0,449			71,50

¹ Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
² Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.
³ Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement.
⁴ Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

1
2

**Tableau R1.2 – 3 : Impact tarifaire du Projet sur 40 ans
(Scénario hypothétique)**

Coût du projet (M\$)	36,205
Contribution estimée du Distributeur (M\$)	31,237
Mise en service nette (M\$)	4,968
	2015-9
	2,103
	2016-9
	2,865
Amortissement linéaire ¹	
Coût moyen pondéré du capital prospectif ²	5,698%
Entretien et exploitation ³	1,0%
Taxe sur les services publics (TSP) ⁴	0,55%
Nombre d'années	40

Années	Amortissement ent 2015-9 (M\$)	Amortissement ent 2016-9 (M\$)	Amortissement ent (M\$)	Amortissement ent cumulé (M\$)	Base de tarification : solde de fin (M\$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M\$)	Coût du capital (M\$)	Entretien et exploitation (M\$)	Taxe sur les services publics (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)
2012											2 984,378	41 744	71,49
2015	0,013	0,000	0,013	0,013	2,089	0,645	0,037	0,007	0,000	0,057	2 984,435	41 744	71,49
2016	0,053	0,018	0,070	0,084	4,884	2,942	0,168	0,029	0,011	0,279	2 984,657	41 744	71,50
2017	0,053	0,072	0,124	0,208	4,760	4,822	0,275	0,048	0,027	0,473	2 984,852	41 745	71,50
2018	0,053	0,072	0,124	0,332	4,636	4,698	0,268	0,048	0,026	0,466	2 984,844	41 745	71,50
2019	0,053	0,072	0,124	0,456	4,512	4,574	0,261	0,048	0,025	0,458	2 984,836	41 746	71,50
2020	0,053	0,072	0,124	0,580	4,388	4,450	0,254	0,048	0,025	0,450	2 984,829	41 746	71,50
2021	0,053	0,072	0,124	0,705	4,263	4,325	0,246	0,048	0,024	0,442	2 984,821	41 746	71,50
2022	0,053	0,072	0,124	0,829	4,139	4,201	0,239	0,048	0,023	0,435	2 984,813	41 747	71,50
2023	0,053	0,072	0,124	0,953	4,015	4,077	0,232	0,048	0,023	0,427	2 984,805	41 747	71,50
2024	0,053	0,072	0,124	1,077	3,891	3,953	0,225	0,048	0,022	0,419	2 984,798	41 748	71,50
2025	0,053	0,072	0,124	1,201	3,767	3,829	0,218	0,048	0,021	0,411	2 984,790	41 748	71,50
2026	0,053	0,072	0,124	1,326	3,642	3,704	0,211	0,048	0,021	0,404	2 984,782	41 749	71,49
2027	0,053	0,072	0,124	1,450	3,518	3,580	0,204	0,048	0,020	0,396	2 984,774	41 749	71,49
2028	0,053	0,072	0,124	1,574	3,394	3,456	0,197	0,048	0,019	0,388	2 984,767	41 749	71,49
2029	0,053	0,072	0,124	1,698	3,270	3,332	0,190	0,048	0,019	0,380	2 984,759	41 750	71,49
2030	0,053	0,072	0,124	1,822	3,146	3,208	0,183	0,048	0,018	0,373	2 984,751	41 750	71,49
2031	0,053	0,072	0,124	1,947	3,021	3,083	0,176	0,048	0,017	0,365	2 984,743	41 751	71,49
2032	0,053	0,072	0,124	2,071	2,897	2,959	0,169	0,048	0,017	0,357	2 984,735	41 751	71,49
2033	0,053	0,072	0,124	2,195	2,773	2,835	0,162	0,048	0,016	0,349	2 984,728	41 752	71,49
2034	0,053	0,072	0,124	2,319	2,649	2,711	0,154	0,048	0,015	0,342	2 984,720	41 752	71,49
2035	0,053	0,072	0,124	2,443	2,525	2,587	0,147	0,048	0,015	0,334	2 984,712	41 753	71,49
2036	0,053	0,072	0,124	2,568	2,400	2,462	0,140	0,048	0,014	0,326	2 984,704	41 753	71,49
2037	0,053	0,072	0,124	2,692	2,276	2,338	0,133	0,048	0,013	0,318	2 984,697	41 753	71,49
2038	0,053	0,072	0,124	2,816	2,152	2,214	0,126	0,048	0,013	0,311	2 984,689	41 753	71,49
2039	0,053	0,072	0,124	2,940	2,028	2,090	0,119	0,048	0,012	0,303	2 984,681	41 753	71,48
2040	0,053	0,072	0,124	3,064	1,904	1,966	0,112	0,048	0,011	0,295	2 984,673	41 753	71,48
2041	0,053	0,072	0,124	3,189	1,779	1,841	0,105	0,048	0,010	0,287	2 984,666	41 753	71,48
2042	0,053	0,072	0,124	3,313	1,655	1,717	0,098	0,048	0,010	0,279	2 984,658	41 753	71,48
2043	0,053	0,072	0,124	3,437	1,531	1,593	0,091	0,048	0,009	0,272	2 984,650	41 753	71,48
2044	0,053	0,072	0,124	3,561	1,407	1,469	0,084	0,048	0,008	0,264	2 984,642	41 753	71,48
2045	0,053	0,072	0,124	3,685	1,283	1,345	0,077	0,048	0,008	0,256	2 984,635	41 753	71,48
2046	0,053	0,072	0,124	3,810	1,158	1,220	0,070	0,048	0,007	0,248	2 984,627	41 753	71,48
2047	0,053	0,072	0,124	3,934	1,034	1,096	0,062	0,048	0,006	0,241	2 984,619	41 753	71,48
2048	0,053	0,072	0,124	4,058	0,910	0,972	0,055	0,048	0,006	0,233	2 984,611	41 753	71,48
2049	0,053	0,072	0,124	4,182	0,786	0,848	0,048	0,048	0,005	0,225	2 984,604	41 753	71,48
2050	0,053	0,072	0,124	4,306	0,662	0,724	0,041	0,048	0,004	0,217	2 984,596	41 753	71,48
2051	0,053	0,072	0,124	4,431	0,537	0,599	0,034	0,048	0,004	0,210	2 984,588	41 753	71,48
2052	0,053	0,072	0,124	4,555	0,413	0,475	0,027	0,048	0,003	0,202	2 984,580	41 753	71,48
2053	0,053	0,072	0,124	4,679	0,289	0,351	0,020	0,048	0,002	0,194	2 984,573	41 753	71,48
2054	0,053	0,072	0,124	4,803	0,165	0,227	0,013	0,048	0,002	0,186	2 984,565	41 753	71,48
2055	0,039	0,072	0,111	4,914	0,054	0,105	0,006	0,041	0,001	0,159	2 984,537	41 753	71,48
2056	0,000	0,054	0,054	4,968	0,000	0,021	0,001	0,018	0,000	0,074	2 984,452	41 753	71,48
Ensemble de la période 2015 à 2056										0,312			71,49

¹ Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.

² Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.

³ Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement.

⁴ Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

1
2
3

**Tableau R1.2 – 4 : Impact tarifaire du Projet sur 40 ans
Analyse de sensibilité
(Scénario hypothétique)**

Analyse de sensibilité

Coût du projet (M\$)	+ 15 %	41,636
Contribution estimée du Distributeur (M\$)		36,668
Mise en service nette (M\$)		4,968
	2015-9	1,673
	2016-9	3,295
Amortissement linéaire ¹		
Coût moyen pondéré du capital prospectif ²	+ 15 %	6,553%
Entretien et exploitation ³		1,1%
Taxe sur les services publics (TSP) ⁴		0,55%
Nombre d'années		40

Années	Amortissement 2015-9 (M\$)	Amortissement 2016-9 (M\$)	Amortissement (M\$)	Amortissement cumulé (M\$)	Base de tarification : solde de fin (M\$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M\$)	Coût du capital (M\$)	Entretien et exploitation (M\$)	Taxe sur les services publics (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)
2012											2 984,378	41 744	71,49
2015	0,010	0,000	0,010	0,010	1,662	0,513	0,034	0,006	0,000	0,050	2 984,428	41 744	71,49
2016	0,042	0,021	0,062	0,073	4,895	2,652	0,174	0,030	0,009	0,275	2 984,653	41 744	71,50
2017	0,042	0,082	0,124	0,197	4,771	4,833	0,317	0,053	0,027	0,521	2 984,899	41 745	71,50
2018	0,042	0,082	0,124	0,321	4,647	4,709	0,309	0,053	0,026	0,512	2 984,890	41 745	71,50
2019	0,042	0,082	0,124	0,445	4,522	4,584	0,300	0,053	0,026	0,503	2 984,882	41 746	71,50
2020	0,042	0,082	0,124	0,570	4,398	4,460	0,292	0,053	0,025	0,494	2 984,873	41 746	71,50
2021	0,042	0,082	0,124	0,694	4,274	4,336	0,284	0,053	0,024	0,486	2 984,864	41 746	71,50
2022	0,042	0,082	0,124	0,818	4,150	4,212	0,276	0,053	0,024	0,477	2 984,855	41 747	71,50
2023	0,042	0,082	0,124	0,942	4,026	4,088	0,268	0,053	0,023	0,468	2 984,846	41 747	71,50
2024	0,042	0,082	0,124	1,066	3,901	3,963	0,260	0,053	0,022	0,459	2 984,837	41 748	71,50
2025	0,042	0,082	0,124	1,191	3,777	3,839	0,252	0,053	0,021	0,450	2 984,829	41 748	71,50
2026	0,042	0,082	0,124	1,315	3,653	3,715	0,243	0,053	0,021	0,441	2 984,820	41 749	71,50
2027	0,042	0,082	0,124	1,439	3,529	3,591	0,235	0,053	0,020	0,433	2 984,811	41 749	71,49
2028	0,042	0,082	0,124	1,563	3,405	3,467	0,227	0,053	0,019	0,424	2 984,802	41 749	71,49
2029	0,042	0,082	0,124	1,687	3,280	3,342	0,219	0,053	0,019	0,415	2 984,793	41 750	71,49
2030	0,042	0,082	0,124	1,812	3,156	3,218	0,211	0,053	0,018	0,406	2 984,785	41 750	71,49
2031	0,042	0,082	0,124	1,936	3,032	3,094	0,203	0,053	0,017	0,397	2 984,776	41 751	71,49
2032	0,042	0,082	0,124	2,060	2,908	2,970	0,195	0,053	0,017	0,388	2 984,767	41 751	71,49
2033	0,042	0,082	0,124	2,184	2,784	2,846	0,186	0,053	0,016	0,380	2 984,758	41 752	71,49
2034	0,042	0,082	0,124	2,308	2,659	2,721	0,178	0,053	0,015	0,371	2 984,749	41 752	71,49
2035	0,042	0,082	0,124	2,433	2,535	2,597	0,170	0,053	0,015	0,362	2 984,740	41 753	71,49
2036	0,042	0,082	0,124	2,557	2,411	2,473	0,162	0,053	0,014	0,353	2 984,732	41 753	71,49
2037	0,042	0,082	0,124	2,681	2,287	2,349	0,154	0,053	0,013	0,344	2 984,723	41 753	71,49
2038	0,042	0,082	0,124	2,805	2,163	2,225	0,146	0,053	0,013	0,336	2 984,714	41 753	71,49
2039	0,042	0,082	0,124	2,929	2,038	2,101	0,138	0,053	0,012	0,327	2 984,705	41 753	71,49
2040	0,042	0,082	0,124	3,054	1,914	1,976	0,130	0,053	0,011	0,318	2 984,696	41 753	71,49
2041	0,042	0,082	0,124	3,178	1,790	1,852	0,121	0,053	0,011	0,309	2 984,688	41 753	71,49
2042	0,042	0,082	0,124	3,302	1,666	1,728	0,113	0,053	0,010	0,300	2 984,679	41 753	71,48
2043	0,042	0,082	0,124	3,426	1,542	1,604	0,105	0,053	0,009	0,291	2 984,670	41 753	71,48
2044	0,042	0,082	0,124	3,550	1,417	1,480	0,097	0,053	0,008	0,283	2 984,661	41 753	71,48
2045	0,042	0,082	0,124	3,674	1,293	1,355	0,089	0,053	0,008	0,274	2 984,652	41 753	71,48
2046	0,042	0,082	0,124	3,799	1,169	1,231	0,081	0,053	0,007	0,265	2 984,643	41 753	71,48
2047	0,042	0,082	0,124	3,923	1,045	1,107	0,073	0,053	0,006	0,256	2 984,635	41 753	71,48
2048	0,042	0,082	0,124	4,047	0,921	0,983	0,064	0,053	0,006	0,247	2 984,626	41 753	71,48
2049	0,042	0,082	0,124	4,171	0,796	0,859	0,056	0,053	0,005	0,239	2 984,617	41 753	71,48
2050	0,042	0,082	0,124	4,295	0,672	0,734	0,048	0,053	0,004	0,230	2 984,608	41 753	71,48
2051	0,042	0,082	0,124	4,420	0,548	0,610	0,040	0,053	0,004	0,221	2 984,599	41 753	71,48
2052	0,042	0,082	0,124	4,544	0,424	0,486	0,032	0,053	0,003	0,212	2 984,590	41 753	71,48
2053	0,042	0,082	0,124	4,668	0,300	0,362	0,024	0,053	0,002	0,203	2 984,582	41 753	71,48
2054	0,042	0,082	0,124	4,792	0,176	0,238	0,016	0,053	0,002	0,194	2 984,573	41 753	71,48
2055	0,031	0,082	0,114	4,906	0,062	0,115	0,008	0,047	0,001	0,169	2 984,548	41 753	71,48
2056	0,000	0,062	0,062	4,968	0,000	0,024	0,002	0,023	0,000	0,087	2 984,466	41 753	71,48
Ensemble de la période 2015 à 2056										0,337		71,49	

¹ Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
² Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.
³ Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement.
⁴ Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

4

1 1.3 Veuillez élaborer sur la méthodologie utilisée pour répartir les coûts du Projet entre les volets
2 « Maintien des actifs » et « Croissance des besoins ». Cette méthode s'apparente-t-elle à une
3 méthode des investissements évités ?

4 **R1.3**

5 **Tel que présenté à la pièce HQT-1, Document 1, page 11, le Transporteur a**
6 **identifié des investissements en pérennité de l'ordre de 10,5 M\$ sur un**
7 **horizon de cinq ans (dollars de 2008) pour maintenir les installations de la**
8 **section à 315-161-44 kV du poste source d'Abitibi.**

9 **La portion des coûts du Projet de 10,2 M\$ (dollars de réalisation) associée**
10 **au volet « Maintien des actifs » a donc été déterminée sur la base des**
11 **coûts évités d'un projet de réalisation de ces travaux en pérennité. En**
12 **effet, le Projet permet d'éviter des investissements importants en**
13 **pérennité reliés aux travaux requis pour maintenir les installations de la**
14 **section à 316-161-44 kV du poste source d'Abitibi. Le coût global en**
15 **« Maintien des actifs » a été réparti entre les travaux de démantèlement au**
16 **poste d'Abitibi (2,9 M\$) et le reste des coûts reliés aux travaux de**
17 **perennité évités fut attribués à la construction du nouveau poste de**
18 **Waswanipi à 315-25 kV (7,4 M\$).**

19 1.4 Veuillez justifier l'affectation de coûts relatifs au Projet à la catégorie « Maintien des actifs ».

20 **R1.4**

21 **Comme mentionné aux réponses des questions 1.1 et 1.3, les coûts du**
22 **Projet relatifs à la catégorie « Maintien des actifs » proviennent du**
23 **démantèlement de la section à 315-161-44 kV du poste source d'Abitibi et**
24 **de leur remplacement par des actifs dans le nouveau poste Waswanipi à**
25 **315-25 kV. La justification de l'affectation de ces coûts en « Maintien des**
26 **actifs » relève du fait que des travaux en pérennité auraient dû être**
27 **réalisés sur la section en cause au poste d'Abitibi dans un horizon de cinq**
28 **ans. En conséquence, un montant de 10,2 M\$ (dollars de réalisation) est**
29 **investi pour répondre à ce besoin et est, de fait, imputé à la catégorie**
30 **« Maintien des actifs ».**

31 1.5 Le Transporteur alloue un montant de 10,2 M\$ au maintien du poste Abitibi. Veuillez préciser
32 comment ce montant de 10,2 M\$ (référence (ii)) a été déterminé. D'autre part, veuillez
33 indiquer si les coûts attribués au volet « Maintien des actifs » sont des investissements
34 dissociables et identifiables de l'ensemble du Projet.

35 **R1.5**

36 **Tel qu'il appert de la pièce HQT-1, Document 1, page 11, le Transporteur a**
37 **identifié, en 2008, plusieurs enjeux relatifs aux équipements des différents**
38 **paliers de tension de la section à 315-161-44 kV du poste source d'Abitibi.**
39 **Des investissements en pérennité de l'ordre de 10,5 M\$ sur un horizon de**
40 **cinq ans (dollars de 2008) avaient alors été identifiés afin d'assurer la**
41 **fiabilité d'exploitation du réseau à 44 kV. Le Transporteur rappelle que ce**
42 **réseau est le seul à pouvoir alimenter le village de Waswanipi.**

43 **Or, en 2011, le Transporteur a confirmé la vétusté d'équipements majeurs**
44 **de la section à 315-161-44 kV du poste source d'Abitibi et a également**

1 **constaté qu'un autre transformateur de puissance 161/44 kV démontre des**
2 **signes d'affaiblissement et de vieillissement accéléré.**

3 **Le coût global de 10,2 M\$ (dollars de réalisation) en « Maintien des actifs »**
4 **a été réparti entre les travaux de démantèlement au poste d'Abitibi (2 9 M\$)**
5 **et de construction du nouveau poste de Waswanipi à 315-25 kV (7,4 M\$).**

6 **Voir également la réponse à la question 1.3.**

7 **2. Références :** (i) Pièce B-0004, page 28 ;
8 (ii) Décision D-2002-095, page 297.

9 **Préambule :**

10 (i) « *Les ajouts au réseau de transport provenant de la catégorie d'investissements « maintien des*
11 *actifs » assurent la pérennité des installations du Transporteur, en permettant de maintenir le bon*
12 *fonctionnement du réseau et d'assurer le transport d'électricité de façon sécuritaire et fiable au*
13 *bénéfice de tous les clients du réseau de transport. La Régie a indiqué dans sa décision D-2002-95,*
14 *page 297, qu'il est équitable que tous les clients contribuent au paiement de ces ajouts au réseau. Les*
15 *coûts de cette catégorie sont de l'ordre de 10,2 M\$.* » [nous soulignons].

16 (ii) « *Ajouts pour l'amélioration du réseau*

17 *Les améliorations au réseau de transport comprennent les additions requises pour assurer la*
18 *pérennité et la fiabilité du réseau. Ces améliorations permettent de maintenir le bon fonctionnement*
19 *du réseau et d'assurer les transits de façon sécuritaire et fiable au bénéfice de tous les utilisateurs du*
20 *réseau de transport. La Régie accepte la proposition du transporteur pour le motif qu'il est équitable*
21 *que tous les clients contribuent au paiement de ces ajouts.* » [nous soulignons].

22
23 **Demandes :**

24 2.1 Veuillez justifier en quoi l'allocation du montant de 10,2 M\$ à la catégorie « Maintien des
25 actifs » représente un coût « *afin d'assurer la pérennité et la fiabilité du réseau* » (référence
26 (ii)).

27 **R2.1**

28 **Comme indiqué en réponse à la question 1.5, des investissements en**
29 **pérennité ont été identifiés par le Transporteur, en 2008 et 2011, afin**
30 **d'assurer la fiabilité d'exploitation du réseau à 44 kV, seule source**
31 **d'alimentation en mesure d'alimenter le village de Waswanipi actuellement.**

32 **Voir également la réponse à la question 1.1.**

33 2.2 Veuillez indiquer les améliorations qui seront requises au poste Abitibi afin de « *maintenir le*
34 *bon fonctionnement du réseau et d'assurer les transits de façon sécuritaire et fiable au*
35 *bénéfice de tous les utilisateurs du réseau de transport.* »

36 **R2.2**

37 **La section à 315-161-44 kV du poste source d'Abitibi a été construite sur**
38 **une base temporaire en 1983 avec de l'équipement existant. Le principal**
39 **enjeu opérationnel est attribuable au vieillissement de l'équipement de**
40 **plus de 40 ans de service, présentant des risques de défaillance élevée et**
41 **nécessitant un remplacement sur un horizon de cinq ans. Pour la section à**

1 **315-161 kV, des parafoudres, des sectionneurs et des inductances de**
2 **malts sont à remplacer. Pour la section à 161-44 kV, un transformateur de**
3 **puissance, des transformateurs de courant, des parafoudres, des**
4 **sectionneurs à 44 kV et un disjoncteur sont également à remplacer.**

5 **La conception de la section à 315-161-44 kV du poste source d'Abitibi est**
6 **rudimentaire et ne permet pas l'entretien de plusieurs équipements sans**
7 **une interruption des clients. Les transformateurs de puissance à**
8 **315-161 kV n'ont pas de système de régulation de tension et datent de**
9 **1965. De plus, les systèmes de régulation de tension des transformateurs**
10 **de puissance 161-44 kV sont non fonctionnels.**

11 **Par ailleurs, le montage des sectionneurs sur poteaux de bois dans la**
12 **section à 44 kV est problématique avec l'effet du cycle gel/dégel sur**
13 **l'alignement des mâchoires. Aussi, les poteaux de bois présentent des**
14 **signes de vieillissement accéléré et le départ de relève à 44 kV est à un**
15 **fusible. Enfin, il n'y a pas de rétablissement de service.**

- 16 **3. Références :** (i) Pièce B-0004, page 17;
17 (ii) Pièce B-0004, page 18.

18 **Préambule :**

- 19 (i) Selon le Transporteur, la solution 1 consiste à mettre en service en 2015 un nouveau poste
20 satellite à 315-25 kV au sud du village de Waswanipi.
- 21 (ii) Le Transporteur indique que la solution 1 permettra d'éviter des travaux en pérennité.

22
23 **Demandes :**

- 24 3.1 Veuillez démontrer que la solution 1 proposée est plus économique qu'une solution
25 d'alimentation à 161-25 kV du type réalisé à Waconichi.

26 **R3.1**

27 **La solution 1 consiste à mettre en service en 2015 le nouveau poste**
28 **satellite de Waswanipi à 315-25 kV. Une courte ligne à 315 kV raccordera le**
29 **nouveau poste en double dérivation aux circuits 3150-3151 (Abitibi-Lebel).**
30 **Des investissements reliés aux actifs de télécommunication sont**
31 **également requis. Le démantèlement du poste de Waswanipi à 44-13,2 kV**
32 **existant et de la section à 315-161-44 kV du poste d'Abitibi sera réalisé**
33 **après la mise en service du nouveau poste. Le coût global associé à ce**
34 **projet est de 36,2 M\$.**

35 **Le projet relié au poste Waconichi (R-3683-2009) consiste à construire un**
36 **nouveau poste à 161-25 kV (16,7 M\$), une nouvelle section de ligne simple**
37 **terne à 161 kV de 46 km (19,2 M\$) et inclut des investissements reliés aux**
38 **actifs de télécommunications (250,0 k\$). Le coût global associé à ce projet**
39 **avec mise en service en 2011 est de 36,2 M\$. En indexant ces coûts**
40 **suivant leur taux d'inflation spécifique pour une mise en service en 2015**
41 **(base comparable) et ce, sans aucune considération des particularités**
42 **techniques qui pourraient survenir si le Transporteur étudiait la solution**
43 **en détail, le coût du projet s'élèverait à environ 39,8 M\$.**

1 Une solution hypothétique d'alimentation à 161 kV d'un nouveau poste de
2 Waswanipi requerrait sensiblement les mêmes travaux que ceux du projet
3 relié au poste Waconichi et devrait prévoir également l'ajout d'un nouveau
4 départ de ligne à 161 kV ainsi que les démantèlements de la section à
5 161-44 kV au poste d'Abitibi et du poste de Waswanipi à 44-13,2 kV
6 existants. Le coût associé à ces divers travaux est de 6,9 M\$. Le coût
7 global d'une alimentation à 161 kV, sur une base très conservatrice,
8 s'élève donc à 46,7 M\$ (soit 39,8 M\$ + 6,9 M\$).

9 De l'avis du Transporteur et compte tenu de ce qui précède, une
10 alimentation à 161 kV ne s'avère pas une solution avantageuse du point de
11 vue économique et environnemental. Ainsi, une alimentation à 161 kV
12 impliquerait l'entretien de deux paliers de transformation dans deux
13 postes différents et d'une ligne à 161 kV d'une longueur minimale de 47 km
14 et ce, dans un milieu isolé.

15 La solution 1 retenue par le Transporteur est justifiée puisqu'elle présente
16 les coûts globaux les plus faibles et ne requiert qu'une courte dérivation
17 de ligne à 315 kV de moins d'un kilomètre. Le différentiel de coût
18 comparativement à une alimentation à 161 kV est évalué à plus de 10,5 M\$
19 avant investissements en maintien des actifs de la section à 315-161 kV au
20 poste source d'Abitibi.

21 Une alimentation à 161 kV nécessiterait des investissements importants
22 pour assurer la pérennité des installations de la section 315-161 kV
23 actuelle. Enfin, les transformateurs de puissance à 315-161 kV du poste
24 source d'Abitibi datent de 1965 et n'ont pas de systèmes de régulation de
25 tension.

26 3.2 Veuillez démontrer, sur une base qualitative et quantitative, que la solution 1 offerte par le
27 Transporteur « *permettra d'éviter des travaux en pérennité* ».

28 R3.2

29 La construction du nouveau poste de Waswanipi à 315-25 kV pour
30 l'alimentation du village de Waswanipi permettra d'éliminer le réseau à
31 44 kV. La ligne à 44 kV sera transférée au Distributeur et convertie à 25 kV
32 pour l'alimentation des charges le long de son parcours. Le
33 démantèlement de la section à 315-161-44 kV au poste d'Abitibi sera
34 réalisé après la mise en service du nouveau poste évitant ainsi les
35 investissements nécessaires pour assurer la pérennité des installations.

36 Tel que présenté en réponse à la question 2.2, la section à 315-161-44 kV
37 du poste source d'Abitibi se caractérise par une conception rudimentaire
38 avec de l'équipement vieillissant devant être remplacé sur un horizon de
39 cinq ans. Les investissements recommandés pour le maintien de ces actifs
40 sont de l'ordre de 10,2 M\$ (dollars de réalisation).

41 Voir également les réponses aux questions 1.1 et 1.3.

- 1 **4. Références :** (i) Pièce B-0004, page 10 ;
2 (ii) Pièce B-0005, Annexe 6, Tableau 1, page 3.

3 **Préambule :**

- 4 (i) Le tableau 2 montre la prévision de la charge pour la période 2012 à 2026.
5 (ii) Le tableau 1 démontre l'impact tarifaire du Projet sur 20 ans.

6 **Demande :**

- 7 4.1 Veuillez identifier les causes de la divergence entre la croissance de la charge à la référence
8 (i) et la référence (ii) pour la période 2012 à 2026. Veuillez présenter en pourcentage la part
9 de chacune des causes identifiées dans l'écart constaté entre les deux séries de valeurs.

10 **R4.1**

11 **La référence (i) présente la prévision de la charge de 2011-2012 à**
12 **2025-2026 du Distributeur. La référence (ii) présente l'impact tarifaire du**
13 **Projet sur 20 ans et 40 ans à compter des mises en service prévues en**
14 **2015 et 2016.**

15 **La croissance des besoins de transport (en MW) pour le Projet est**
16 **présentée, sur une base annuelle et en tenant compte des décimales, dans**
17 **le tableau suivant.**

18 **Par exemple, la croissance des besoins de 0,4 MW de 2015 à 2016 est**
19 **ajoutée aux besoins de référence de 41 743,9 MW, afin d'obtenir la valeur**
20 **de 41 744,3 MW pour l'année 2016 et ainsi de suite pour les années**
21 **suivantes.**

22 **La Régie pourra constater qu'il n'y a pas de divergence entre les valeurs**
23 **des références (i) et (ii).**

24 **Tableau R4.1 Croissance des besoins de transport**

	Années	Croissance de la charge ⁽¹⁾ MW	Besoins de transport ⁽²⁾ MW
Référence	2015		41 743,9
1	2016	0,4	41 744,3
2	2017	0,8	41 744,7
3	2018	1,2	41 745,1
4	2019	1,6	41 745,5
5	2020	2,1	41 746,0
6	2021	2,5	41 746,4
7	2022	2,9	41 746,8
8	2023	3,3	41 747,2
9	2024	3,8	41 747,7
10	2025	4,2	41 748,1
11	2026	4,6	41 748,5
12	2027	5,0	41 748,9
13	2028	5,5	41 749,4
14	2029	5,9	41 749,8
15	2030	6,4	41 750,3
16	2031	6,8	41 750,7
17	2032	7,3	41 751,2
18	2033	7,7	41 751,6
19	2034	8,2	41 752,1
20	2035	8,7	41 752,6

⁽¹⁾ Demande R-3812-2012, HQT-1, Document 1, page 10, Tableau 2

⁽²⁾ Demande R-3812-2012, HQT-1, Document 1, Annexe 6, page 3, Tableau 1