Dossier R-4052-2018

Présentation de Paul Paquin à l'audience du 27 février 2019

Pour l'AQCIE et le CIFQ

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-4052-2018
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
par l'AQCIE-CIFQ
Date: 28 fév. 2019
Pièces no: C-AQCIE-CIFQ-0028

La présentation comporte deux sujets :

- Est-ce qu'un ajout au réseau de transport est requis?
- L'analyse économique permet-elle de conclure quant à l'avantage d'un scénario?

<u>Ajout requis</u>

Il y a deux perspectives, celle du Transporteur et celle des intervenants, soit ceux qu'on appelle à assumer les coûts des ajouts.

1)

Celle du Transporteur, selon laquelle il faut planifier le réseau sans congestion : *Le Transporteur souligne qu'il conçoit son réseau sans congestion. Ceci lui permet de garantir que la capacité de transport soit suffisante pour satisfaire les besoins de ses clients, que ce soit pour l'alimentation de la charge locale ou pour les services de transport de point à point.*

Il ajoute qu'une réduction de 1 000 MW du niveau de production ne respecterait pas les critères de conception du réseau puisque cela créerait de la congestion et ainsi il ne garantirait plus une capacité de transport suffisante pour satisfaire les besoins des clients du Transporteur. (B-0074, page 3)

Commentaire des intervenants :

Il y a lieu de préciser que dans le cas actuel, la réduction de production de 1000 MW ne serait requise que dans une situation de réseau dégradé et, selon les intervenants, il est normal que certaines contraintes apparaissent dans une telle situation.

2)

Celle des intervenants, selon laquelle l'objectif est de satisfaire les besoins des clients, que ce soit pour l'alimentation de la charge locale ou pour les services de transport de point à point au moindre coût selon les critères de fiabilité approuvés par la Régie.

Dans cette perspective, l'objectif n'est pas d'éliminer toute congestion.

En effet, il est possible que la satisfaction des besoins ne soit pas atteinte avec un réseau sans congestion si les ressources ne sont pas suffisantes.

De même, il est possible que les ressources disponibles puissent satisfaire les besoins des clients, même s'il y a de la congestion.

C'est cette démarche que les intervenants ont développée dans leur mémoire. Elle est basée sur les prémisses suivantes :

a) En situation de réseau dégradé, le niveau de transit dans le corridor Manic-Québec doit être réduit de 2 500 MW par rapport au niveau de transit montré aux simulations du Transporteur.
Il est à noter que cette réduction ne serait requise qu'en situation de réseau dégradé dans le corridor Manic-Québec durant les quelque 100 heures de pointe de la charge locale.

En effet, selon le suivi 2017 de l'entente globale cadre, la courbe des puissances classées (CPC) du volume d'électricité fournie par le Producteur au Distributeur montre qu'il y a une différence de 2747 MW entre le volume maximal et le volume à la centième heure du volume maximal. Le transit pourrait donc être réduit à un niveau acceptable en réseau dégradé après la centième heure.

b) Les besoins à satisfaire sont ceux de la charge locale et ceux des clients du service de point présentés au dernier dossier tarifaire du Transporteur (R-4058-2018, B-0092, page 32)

Tableau 11
Prévision des besoins de transport (MW)

Services de transport	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Charge locale	38 313	38 640	38 846	39 216	39 526	39 805	40 076	40 349	40 606	40 848
Point à point	4 666	4 661	4 619	4 724	5 883	5 883	5 883	5 883	5 883	5 883
Total	42 979	43 301	43 465	43 940	45 409	45 688	45 959	46 232	46 489	46 731

Les mesures suivantes permettent de réduire le transit :

1- En réseau dégradé, il faut considérer uniquement les besoins fermes : enlever les charges interruptibles et les capacités reliées aux moyens de gestion de puissance. (État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 13)
2- En situation critique de réseau dégradé lors de la demande maximale, la centrale de Bécancour (TAG, 411 MW) peut être utilisée, ce qui permettrait de réduire d'autant la production des centrales de la Côte-Nord.
3- L'utilisation d'une capacité de 500 MW résultant de l'entente entre Hydro-Québec et l'IESO. (Selon notre compréhension, cette capacité correspond à l'item Achats de court terme de la définition des ressources de HQP présenté à l'annexe

C du suivi du plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur. (Note, la confidentialité a été levée)

ANNEXE C
Démonstration de la fiabilité en puissance de HQP
Hiver 2018-2019, en MW

CONFIDENTIEL

	2018-2019
Électricité patrimoniale	34 342
Consommation des centrales	56
Autres engagements	1 839
Total	**36 237**
Offre disponible à la pointe	40 247
Puissance interruptible	326
Achats de puissance court terme	500
Total	**41 073**
Réserve disponible	4 836
Réserve requise pour respecter le critère de fiabilité de 0,1 jour/an	3 331

4- Le maintien des besoins de point à point au niveau de l'année 2021-2022 du tableau 11 ci-dessus. À l'année 2022-2023 le tableau 11 montre une augmentation des besoins de point à point de plus de 1 000 MW. À l'audience du 27 février, le Transporteur précise qu'il s'agit d'une nouvelle interconnexion avec le New Hampshire. Les intervenants comprennent que ce projet a fait l'objet d'un dossier à la Régie concernant une ligne à partir du poste DesCantons et qu'il a été annulé. Dans le cas où une nouvelle réservation serait demandée, le Transporteur pourrait imposer certaines restrictions afin de maintenir un niveau de transit acceptable dans le corridor Manic-Québec, comme cela est prévu à l'article 15.4 des Tarifs et conditions. Il est à noter que ces restrictions seraient nécessaires uniquement :

a) Durant quelque 100 heures lors de la demande de pointe;
b) Dans une situation de réseau dégradé dans le corridor Manic-Québec

5- Au document B-0093 du dossier R-4058-2018, montrant les besoins de point à point de long terme, il est indiqué que certaines réservations de long terme viendront à échéance dans un avenir rapproché, notamment :

a. 47 MW en décembre 2019 pour livraison à CORN (Producteur) ;
b. 237 MW en juin 2023 pour livraison à HIGH (Producteur) ;
c. 264 MW en mars 2024 pour livraison à MASS (Autres clients).

Dans le cas où ces clients voudraient renouveler leurs réservations, le Transporteur pourrait émettre certaines restrictions comme celles mentionnées plus haut en vue de restreindre les livraisons en situation critique. À l'audience le Transporteur a mentionné que selon les Tarifs et conditions il a l'obligation de renouveler ces réservations. Selon les intervenants il s'agit d'une priorité et non d'un renouvellement automatique et les modalités de l'article 15.4 peut s'appliquer. En effet l'article s'intitule *: 15.4 Obligation de fournir un service de transport exigeant l'expansion ou la modification du réseau de transport, une nouvelle répartition ou une réduction conditionnelle.*
L'obligation est générale et n'exclut pas le renouvellement d'une réservation.

6- Une augmentation des besoins sur la Côte-Nord de 150 MW, comme cela a été proposé par les intervenants dans le dossier R-4045-2018 (R-4045-2018, C-AQCIE-CIFQ-0020, page 7).
7- Une réduction de 250 MW résultant de l'abaissement de la tension. ((État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 13)

Les tableaux suivants présentent un sommaire chiffré des moyens énumérés. Le premier tableau est celui présenté au mémoire et montre les besoins fermes à alimenter sur la période 2020-2021 à 2025-2026, ainsi que l'écart de capacité par rapport aux simulations du Transporteur.

Le deuxième présente la réduction possible du transit dans le corridor Manic-Québec selon l'application cumulative des moyens mentionnés sur l'horizon 2020-2021 à 2025-2026, par rapport à la capacité de production totale simulée de 43 811 MW.

Tableau AQCIE-CIFQ – 1

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Charge locale (besoins à la pointe)	39027	39364	39643	39892	40103	40286
Point à point	4619	4724	5883	5883	5883	5883
Total des besoins à la pointe	43646	44088	45526	45775	45986	46169
Gestion de la demande en puissance	1420	1470	1500	1510	1530	1540
Besoins fermes à alimenter	42226	42618	44026	44265	44456	44629
Écart par rapport aux simulations	1585	1193	-215	-454	-645	-818

Tableau AQCIE-CIFQ – 2

Diminution du transit dans le corridor Manic-Québec
par rapport aux simulations déposées (MW)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Prise en compte de besoins fermes	1 585	1 193	-215	-454	-645	-818
Prise en compte de TAG Bécancour	1 996	1 604	196	-43	-234	-407
Prise en compte Entente 500 MW Ontario	2 496	2 104	696	457	266	93
Maintien des besoins de point à point de 2021-2022	2 496	2 104	1 855	1 616	1 425	1 252
Prise en compte renouvellement CORN (Producteur)	2 543	2 151	1 902	1 663	1 472	1 299
Prise en compte renouvellement HIGH (Producteur)	2 543	2 151	1 902	1 900	1 709	1 536
Prise en compte renouvellement MASS (autres clients)	2 543	2 151	1 902	1 900	1 973	1 800
Prise en compte nouvelle charge sur la Côte-Nord	2 693	2 301	2 052	2 050	2 123	1 950
Prise en compte de l'abaissement de la tension	2 943	2 551	2 302	2 300	2 373	2 200
Déficit pour obtenir une réduction de transit de 2500 MW	0	0	198	200	127	300
Exportation résiduelle	4 970	4 578	4 329	4 090	3 899	3 726

Le tableau présente également, pour chacune des années, le déficit de capacité pour atteindre 2500 MW ainsi que la capacité d'exportation résiduelle qu'il serait possible de maintenir en considérant la capacité de production simulée. On rappelle que selon le tableau 11, les besoins de point à point sont actuellement de 4666 MW.

Selon les intervenants, lorsque requis, la réduction de transit de 2500 MW pourrait être obtenue par des ententes avec les clients qui possèdent actuellement des réservations de capacité fermes.

Il est à noter que les réservations de capacité sont des droits d'utilisation du réseau et non une obligation d'utilisation de la capacité réservée.

Ainsi le Producteur, tout comme les autres clients de point à point, va utiliser sa capacité réservée uniquement s'il a un intérêt à le faire, en effectuant des livraisons d'électricité.

Les clients de point à point pourraient conclure une entente financière avec le Transporteur pour restreindre leurs exportations durant les heures les plus critiques, de façon à éviter des investissements majeurs au Transporteur et une augmentation du tarif de transport qui en résulterait.

En audience, le Transporteur mentionne que cette possibilité n'est pas mentionnée aux Tarifs et conditions. Selon les intervenants, le fait que ce n'est pas mentionné ne signifie pas que cela est défendu. S'il le juge nécessaire, le Transporteur pourrait s'adresser à la Régie pour avoir une autorisation à cet effet.

Toutefois, cela pourrait ne pas être nécessaire puisqu'à l'audience du 27 février, le Transporteur mentionne qu'en réseau dégradé, il diminue les exportations de 1089 MW (1500 – 411).

Les intervenants soulignent que l'IESO applique une mesure qui lui permet de rapatrier de l'énergie en tout temps afin de prioriser l'alimentation de la charge interne de l'Ontario, sans compensation financière. (R-3986-2017, document B-0009, page 51).

En considérant tous ces éléments, on peut conclure que le bénéfice de la nouvelle ligne est de rendre possible une plus grande capacité d'exportation dans une situation de réseau dégradé dans le corridor Manic-Québec au moment de la demande maximale. La justification économique doit donc être examinée dans ce contexte particulier.

Il est à noter que les engagements du Producteur envers des tiers est de 365 MW, soit une capacité de beaucoup inférieure à la capacité d'exportation résiduelle mentionnée plus haut. (Annexe E du suivi du plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur).

Impact tarifaire du projet

L'impact tarifaire sur 75 ans montre une hausse du tarif après la mise en service du projet (B-0007, page 35). Cette hausse de près de 2% affectera tous les clients du Transporteur, mais apportera un avantage aux clients exportateur d'énergie, principalement le Producteur.

Les intervenants considèrent que la possibilité d'augmenter la capacité d'exportation durant 100 heures en situation de réseau dégradé dans le corridor Manic-Québec ne justifie pas un investissement de 792 M$.

Analyse économique

Selon les intervenants, l'analyse économique de base devrait être la Comparaison économique des solutions appliquées au réseau 2017 ajusté, telle que corrigée à B-0074, page 15 et reproduite ci-dessous, à laquelle il faut apporter quelques corrections pour prendre en considération les pertes par effet couronne et les frais d'entretien et d'exploitation.

Tableau AQCIE-CIFQ - 3

Comparaison économique Solutions appliquées au réseau 2017 ajusté			
	Solution 1 M$	Solution 2 M$	Solution 3 M$
Investissements	571,8	908,5	248,5
Réinvestissements	13,9	20,6	28,9
Valeurs résiduelles	-67,9	-102,0	-2,7
TSP	45,3	71,5	16,2
Pertes (MW)	37	0	73
Pertes (MWh)	123000	0	285000
Valeurs des pertes	267,0	0,0	593,2
CGA	830,2	898,5	884,1

Ratio	100%	108%	106,5%

a) Prise en compte des pertes par effet couronne :

Tableau AQCIE-CIFQ - 4

Comparaison économique Solutions appliquées au réseau 2017 ajusté Prise en compte des pertes par effet couronne			
	Solution 1 M$	Solution 2 M$	Solution 3 M$
Investissements	571,8	908,5	248,5
Réinvestissements	13,9	20,6	28,9
Valeurs résiduelles	-67,9	-102,0	-2,7
TSP	45,3	71,5	16,2
Pertes (MW)	37	0	73
Pertes (MWh)	93000	0	242000
Valeurs des pertes	220,0	0,0	525,8
CGA	783,1	898,5	816,7

Ratio	100%	115%	104,3%

b) Prise en compte des frais d'entretien et d'exploitation

Comme cela est confirmé par le Transporteur (B-0074, page 22), la comparaison économique ne prend pas en considération les frais d'entretien et d'exploitation des nouveaux équipements mis en service.

Selon les intervenants, les frais d'entretien et d'exploitation doivent être inclus dans l'analyse des solutions, et ce n'est pas au Transporteur à déterminer, selon les circonstances et son bon vouloir les modalités de la prise en compte de ces frais. Ceux-ci ont déjà été définis par le Transporteur et reconnus par la Régie dans plusieurs dossiers. Mentionnons notamment :

- C'est au dossier R-3401-98, que les frais d'entretien et d'exploitation ont été définis pour la première fois. Le Transporteur mentionne notamment :

  Comme les charges brutes de même que l'utilisation du réseau de transport sont des données fortement variables, Hydro-Québec utilise dans sa planification du réseau un taux moyen pour les frais d'exploitation et d'entretien qui correspond à 15 % de l'investissement (R-3401-.98, HQT-13, document 1, page 145)

- Ces frais ont également été reconnus par la Régie dans la décision D-2015-209 (page 130, para 541) du dossier R-3888-2014 phase 1 où il est mentionné : *Il est donc reconnu que des ajouts au réseau occasionnent des frais d'entretien et d'exploitation et que ceux-ci correspondent à 19% des investissements relatifs aux ajouts*

- Dans le dossier actuel, à l'Annexe 6 de B-0007, présentant l'impact tarifaire de la solution retenue, il est indiqué à la note 3 que les frais d'entretien et d'exploitation correspondent à 19 % de l'investissement.

- Des frais d'entretien correspondant à 19% des investissements sont également pris en compte dans la détermination du montant de l'allocation maximale pour les ajouts au réseau (R-4058-2018, B-0039, page 6).

- La même valeur de 19 % apparaît aux pages 32, 176, 179, 180, 182 et 184 des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec pour couvrir les frais d'entretien et d'exploitation des équipements d'un tiers lors d'un ajout au réseau.

- on retrouve l'application de cette modalité à L'ENTENTE DE RACCORDEMENT POUR L'INTÉGRATION DE CENTRALES AU RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC ENTRE HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE ET HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION, pour le complexe La Romaine. À la section 26 de cette entente : ENGAGEMENT DU

PRODUCTEUR POUR COUVRIR LES FRAIS D'INTÉGRATION, il est mentionné : Les frais d'intégration assumés par le Transporteur sont, conformément aux dispositions des Tarifs et Conditions, majorés (i) d'un montant de 15% pour tenir compte de la valeur actualisée sur 20 ans des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau additionnels… (R-3757-2001, HQT-1, document 1, Annexe 1).

Il est donc reconnu que la valeur actualisée des frais d'entretien et d'exploitation, autrefois de 15%, représente maintenant 19% de l'investissement initial.

Détermination des frais d'entretien et d'exploitation dans le dossier actuel.

- Pour la solution 1 (nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay), les frais annuels d'entretien et d'exploitation sont présentés à B-0007, page 35 pour une vie utile de 75 ans. La valeur actualisée de ces valeurs annuelles sur la période d'analyse est de 113 M$.
- Pour la solution 3 (compensation série), les investissements totaux ne sont pas disponibles. En effet, les valeurs apparaissant à l'Annexe 5 de B-0007 ne comprennent pas les frais de financement. On peut cependant en évaluer une approximation en considérant la valeur actualisée des investissements présentée à la page 23 de B-0005, soit en appliquant la proportion des investissements actualisés de la solution 1 et de la solution 3.

  Valeur des investissements de la solution 3 = investissement total de la solution 1 / Investissement actualisé de la solution 1 * Investissement actualisé de la solution 3

  Où 792,718 / 585,7 * 277,5 = 375,6 M$

  D'où les frais d'entretien et d'exploitation de la solution 3 sont évalués à 71,4 M$, soit 19% de 375,6 M$.

Tableau AQCIE-CIFQ - 5

Comparaison économique Solutions appliquées au réseau 2017 ajusté Prise en compte des pertes couronne			
	Solution 1 M$	Solution 2 M$	Solution 3 M$
Investissements	571,8	908,5	248,5
Réinvestissements	13,9	20,6	28,9
Valeurs résiduelles	-67,9	-102,0	-2,7
TSP	45,3	71,5	16,2
Pertes (MW)	37	0	73
Pertes (MWh)	93000	0	242000
Valeurs des pertes	220,0	0,0	525,8
CGA	783,1	898,5	816,7

Ratio	100%	115%	104,3%

Exploitation	113,1		71,4
Total	896,2		888,1
			99%

La prise en compte des pertes par effet couronne et des frais d'entretien et d'exploitation reconnus par la Régie, annule l'avantage économique de la solution 1 par rapport à la solution 3.

Analyse de sensibilité

a) Prise en compte des coûts évités proposés par le Distributeur.

Dans son dernier dossier tarifaire, le Distributeur propose une diminution de ses coûts évités unitaires, notamment pour l'énergie à partir de l'année 2028 (R-4057, B-0015, pages 8 et 9).

Tableau AQCIE-CIFQ - 6

Comparaison économique Solutions appliquées au réseau 2017 ajusté Prise en compte des pertes couronne coûts évités proposés à R-4057-2018			
	Solution 1 M$	Solution 2 M$	Solution 3 M$
Investissements	571,8	908,5	248,5
Réinvestissements	13,9	20,6	28,9
Valeurs résiduelles	-67,9	-102,0	-2,7
TSP	45,3	71,5	16,2
Pertes (MW)	37	0	73
Pertes (MWh)	93000	0	242000
Valeurs des pertes	209,5	0,0	500,0
CGA	772,6	898,5	790,9

Ratio	100%	116%	102%

Exploitation	113		71,4
Total	885,8		862,32
			97,4%

b) Prise en compte des coûts évités proposés par l'AQCIE et le CIFQ
Dans le cadre du dossier tarifaire du Distributeur, les intervenants ont proposé une diminution plus importante des coûts évités unitaires.

Tableau AQCIE-CIFQ - 7

Comparaison économique Solutions appliquées au réseau 2017 ajusté Prise en compte des pertes couronne Coûts évités proposés par AQCIE/CIFQ			
	Solution 1 M$	Solution 2 M$	Solution 3 M$
Investissements	571,8	908,5	248,5
Réinvestissements	13,9	20,6	28,9
Valeurs résiduelles	-67,9	-102,0	-2,7
TSP	45,3	71,5	16,2
Pertes (MW)	37	0	73
Pertes (MWh)	93000	0	242000
Valeurs des pertes	187,4	0,0	432,2
CGA	750,6	898,5	723,1

Ratio	100%	120%	96%

Exploitation	113		71,4
Total	863,7		794,51
			92,0%

c) Sensibilité au taux d'actualisation

L'analyse de sensibilité portant sur la valeur unitaire des pertes électriques montre que la solution 1 (Micoua-Saguenay) n'est pas la plus avantageuse.

De plus, les intervenants considèrent que la composante « pertes électriques » n'a pas la même probabilité de réalisation que les investissements.

Pour illustrer l'impact que pourrait avoir cette différence de probabilité, les intervenants ont réalisé une analyse de sensibilité sur le taux d'actualisation à appliquer à la valeur des pertes électriques en utilisant un taux de 10%.

Le tableau ci-dessous montre le résultat de la comparaison économique selon les paramètres qui y sont énoncés

Tableau AQCIE-CIFQ - 8

Comparaison économique Solutions appliquées au réseau 2017 ajusté Prise en compte des pertes autres que Joule Taux d'actualisation de 10% pour les pertes électriques			
	Solution 1 M$	Solution 2 M$	Solution 3 M$
Investissements	571,8	908,5	248,5
Réinvestissements	13,9	20,6	28,9
Valeurs résiduelles	-67,9	-102,0	-2,7
TSP	45,3	71,5	16,2
Pertes (MW)	37	0	73
Pertes (MWh)	93000	0	242000
Valeurs des pertes	87,6	0,0	209,5
CGA	650,8	898,5	500,5
Ratio	100%	138%	76,9%
Exploitation	113,1		71,4
Total	763,9		571,9
			75%

La solution 3 est nettement la plus avantageuse sur le plan économique.

On peut constater que la valeur des pertes électriques a un impact prépondérant sur la VGA des scénarios analysés. Il y a donc lieu de s'assurer que la prévision de ces pertes est fondée sur des hypothèses solides pour la période d'analyse de 40 ans.

Conclusion

Dans l'hypothèse où la Régie considèrerait qu'un ajout au réseau est nécessaire pour satisfaire les besoins du Transporteur, les intervenants sont d'avis que, sur le plan économique la solution 3 est préférable car elle comporte moins d'incertitude que la solution 1 notamment concernant la valeur des pertes électriques sur une période de 40

ans. À cet effet, il y a lieu de mentionner qu'une augmentation des besoins sur la Côte-Nord aurait pour effet de réduire les pertes électriques et on ne peut pas présumer qu'il n'y aura pas d'augmentation de charge dans cette région sur les 40 prochaines années.

De plus, cette solution peut être optimisée pour répondre plus précisément aux besoins à satisfaire.

Considérant ces éléments, les intervenants recommandent à la Régie de ne pas autoriser le Projet.

Renforcement du réseau

Le Transporteur mentionne les solutions 1 et 2 impliquent la construction de lignes qui satisfont des critères de robustesse plus élevés face au vent et au verglas. Il ajoute que dans le cas de la mise en place de la solution 3, il serait nécessaire d'investir dans des travaux de renforcement de la ligne existante Micoua-Saguenay afin d'obtenir un service équivalent avec chacune des trois solutions.

Cependant, il ne présente aucune justification quant à la nécessité de ce renforcement.

De la même façon que les gains éventuels de capacité de transport ne sont pas évalués, mais sont considérés comme un bénéfice collatéral (accessoire et local), le gain éventuel de renforcement de réseau est un gain collatéral qui n'a pas à être évalué.