

Mémoire présenté
à la
Régie de l'énergie

par la

Société d'Énergie Rivière Sheldrake
Chute de la Courbe du Sault

Juin 2009

Le projet Courbe du Sault sur la rivière Sheldrake tente d'être réalisé depuis 10 ans. Nous sommes actuellement devant le BAPE, ce qui démontre la progression. Le projet reçoit un appui massif de la population.

Une entente est intervenue entre la MRC de Minganie, les Innus de Ekuanitshit et le Groupe AXOR en 2007 pour relancer le projet de centrale au fil de l'eau. La société d'Énergie Rivière Sheldrake sera créée dès que le projet ira bien de l'avant.

Après relance des études, le projet initialement de 25 MW pouvait être porté à 33 MW et générait 120 MWh. Après estimation des coûts de 74 M\$, le projet nécessitait un taux de 7,5 ¢ du kWh indexé à 2,5 %, retour sur l'investissement de 13 %.

Nous sommes partis sur ces bases et la MRC de Minganie et les Innus de Ekuanitshit pouvaient choisir entre une participation dans le projet de 25,5 % chacun ou une redevance de 2,5 % chacun des revenus bruts du projet.

Le mémoire à la Régie de l'énergie de la municipalité de Rivière Au Tonnerre, explique bien que nous avons là un projet avec bonification de l'environnement, permettant le développement d'activités écotouristiques et ayant des retombées maximales locales.

Un projet de développement durable comme le gouvernement le souhaite.

Malheureusement, le projet rencontre des difficultés imprévues et le taux de 7,5 ¢ n'est plus suffisant.

1 Potentiel hydraulique

L'étude du potentiel hydraulique du projet était basée sur un bassin versant de 1 416,81 km² fourni par le Centre d'expertise du Québec (MDDEP), données retransmises par le MRN lors de l'appel de proposition de 2002 de HQ (document #1 joint). Nous avons pris soin de faire confirmer à cette époque cette donnée par le Centre d'expertise du Québec.

En 2008, alors que nous réalisons les études de crues conformément à la loi sur la sécurité des barrages, nos résultats divergeaient de ceux du Centre d'expertise du Québec. Finalement nous apprenions du Centre d'expertise que le bassin versant était en vérité de 1040 km² et recevions une lettre d'excuses ! (Courriel joint - documents #2).

Alors que beaucoup d'argent a déjà été investi dans ce projet, nous avons maintenant un projet de 25 MW avec une production de 86 GWh. Les coûts de projet restent presque les mêmes, car tout le site doit être construit, route d'accès, évacuateur de crue, prise d'eau, conduites forcées, centrale, canal d'évacuation, aménagement récréotouristique.

2 Augmentation des coûts

Les coûts ont fortement augmenté depuis 2007. La crise économique actuelle ne fait pas redescendre les coûts de construction. Le coût des équipements de production reste élevé. Avec la crise du financement, les taux d'intérêt durant la construction sont plus élevés que prévus et finalement nous arrivons aujourd'hui à boucler le projet à 74 M\$ pour 25 MW, 86 GWh.

3 Crédit cher et difficile à obtenir

Le financement d'un tel projet est aujourd'hui beaucoup plus difficile. Nous devrions pouvoir financer le projet à 8,5 % au lieu de 7,5 % comme initialement prévu. L'équité requise sera éventuellement de 30 % au lieu des 20 % initialement prévus. Ceci affecte bien sûr grandement le projet.

4 La MRC et les Innus d'Ekuanitshit préfèrent la redevance

La MRC a recherché un financement pour fournir son équité dans le projet. Avec la crise actuelle, ceci s'avère impossible.

De plus, lorsque le tarif de 7,5 ¢ a été proposé, la MRC et les Innus ont, avec raison, choisi la solution redevance qui n'entraîne pas de risque financier et assure des revenus stables et conséquents.

Ne pouvant participer en tant qu'investisseurs, souhaitant maximiser les retombées économiques locales, la MRC et les Innus souhaitent maintenant une redevance de 6 % à se partager.

En Conclusion

Nous avons là un projet de développement durable, avec une bonification environnementale, structurant pour la région, permettant l'accès à de nouveaux territoires permettant un développement écotouristique, permettant des retombées maximales locales pendant la construction, permettant la création de deux emplois pleins dans cette petite communauté ce qui est loin d'être négligeable, permettant des revenus importants et stables à la MRC de Minganie et aux Innus d'Ekuanitshit.

Mais nous avons aussi un projet réalisé main dans la main, à égalité entre les autochtones et les non-autochtones, un projet qui va payer des taxes importantes au gouvernement (locations des forces-hydrauliques, impôts sur les revenus), un projet qui produit l'énergie la plus propre (les centrales au fil de l'eau produisent le moins de CO² par kWh produit), restitution d'un projet en état de marche avec des infrastructures en bonne condition pour encore de nombreuses années (avantage de l'hydroélectricité sur l'éolien) qui sera restitué pour 1 \$ au gouvernement et qui pourra alors soit le revendre ou l'opérer à bon compte.

Pour réaliser ce projet, un taux de 8,75 kWh indexé à 2,5 % à partir de janvier 2010 est requis et permet un retour sur l'investissement de 12,2 %.

Nous demandons à la Régie de l'énergie qu' Hydro Québec Distribution accepte de signer un contrat d'électricité avec la Société d'Énergie Rivière Sheldrake à ce taux avec l'indexation proposée pour 20 ans, renouvelable aux conditions du marché dans 20 ans.

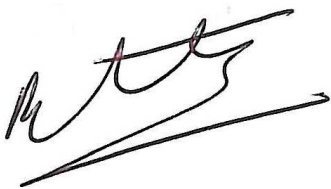
Le projet présente la particularité d'un développement important de la ressource Saumon si celui-ci est remonté en amont de la chute Courbe du Sault (potentiel actuel de 56 saumons à 6000 saumons). Si ce développement se réalisait, pour couvrir les infrastructures nécessaires à la montaison et à la dévalaison ainsi que les activités pour assurer la migration, **Hydro Québec Distribution devra bonifier le contrat de 0,75 ¢ par kWh pour s'associer à ce développement.**

Finalement, nous voudrions faire remarquer à la Régie de l'énergie qu'un tarif unique pour des projets hydroélectriques au fil de l'eau n'est pas adéquat. Chacun de ces projets est unique, avec des spécificités particulières.

Le taux de 7,5 ¢ est une très bonne opportunité pour des projets de rééquipement de sites existants car les travaux sont de faibles envergures. Par contre, les projets en région, nécessitant un développement complet à partir de sites vierges doivent bénéficier de taux plus élevés que le 7,5 ¢ proposé. Ce qui devrait être pris en compte, c'est l'aspect durable, l'aspect énergie propre, l'aspect structurant pour la région, l'aspect des retombées économiques locales maximales.

Nous savons que le gouvernement et donc Hydro Québec Distribution sont prêts à accepter des taux allant jusqu'à 12,5 ¢ du kWh pour de tels objectifs.

Certains projets ne sont encore que des ébauches et pas suffisamment avancés pour connaître leurs besoins et remettre un mémoire à la Régie de l'énergie. La Régie de l'énergie doit imposer un taux suffisant à HQ Distribution pour que ces projets à venir puissent également se réaliser.



Bertrand Lastère
Porte parole de la Société d'Énergie Rivière Sheldrake

MRN HYDRO-QUÉBEC 2001

N°	Codes	Rivière	BASSIN VERSANT → KML
1	S3	Rivière Mistassini 334/16	Ile aux Faucons 21711,35
2	S4	Rivière Mistassini 324/16	Ile du Pin Blanc 9837,04
3	S5	Rivière Mistassini 324/16	La Grande Chute 9847,91
4	S6	Rivière Mistassini 324/16	Ile au Portage Belly 9153,49
5	S8	Rivière Mistassini 324/16	MB-2 9302,56
6	S9	Rivière Mistassini 324/16	MB-3 9215,08
7	S11	Rivière Shijpshaw 22D/11	Chute Gagnon 2196,91
8	CN1	Rivière Sainte-Anne 21M/12	Chute Sainte-anne 1029,17
9	M1	Rivière Maskinongé 31I/6	Chute Saint-Ursule 1023,59
10	M3	Rivière Baïscan 31I/16	Chute du Neuf 3499,70
11	O1	Rivière Gatineau 31J/5	Ile du Corbeau 19781,36
12	O2	Rivière Gatineau 31J/5	Rapides des Cèdres 19791,68
13	O3	Rivière de la petite Nation 31G/11	Chute du Moulin / chute de la petite Nation 2214,01 / 2018,09
14	CNO2	Rivière Sault Aux Cochons 22G/11	Chute du Six Mille 1914,45
15	CNO3	Rivière Sault Aux Cochons 22G/11	Chute du Quatre Mille 1934,69
16	CNO4	Rivière Franquelin 22G/5	Chutes à Thompson 566,21
17	CNO7	Rivière aux Rochers 22J/L	Chute de la route 138 4155,14
18	CNO8	Rivière aux Rochers 22J/L	Chute des Noyés 4154,44
19	CNO9	Rivière Manitou 22I/6	La Grosse chute 2607,27
20	CNO10	Rivière Manitou 22I/6	Chute à Aubin 2604,77
21	CNO11	Rivière Manitou 22I/6	Chute à Wallace 2602,92
22	CNO12	Rivière Sheldrake 22J/7	Courbe du Sault 1416,87
23	CNO14	Rivière Magpie 22I/7	Barrage Magpie 7640,61
24	LAN1	Rivière Matawin 31I/13	Barrage Matawin 4066,67
25	LAU1	Rivière Rouge 31G/10	Rapides des Sept sœurs 5550,28
26	CO1	Rivière Saint-François 31H/15	Rapides Spicer 4960,95

CENTRE D'EXPERTISE HYDRIQUE DU QUÉBEC
SERVICE DE LA CONNAISSANCE
ET DE L'EXPERTISE HYDRIQUE
Édifice Marie-Guyart
675, boul. René-Lévesque Est
Allé René-Lévesque, RC, case 30
Québec (Québec) G1R 5V7

Pierre Levesque
Biographe
01/08/22

Tableau_MRN2001

(N/Réf.: 1661)

DONNÉE(S) DE CONCEPTION

Par : F. Delorme

Date : 22/08/21

Projet : 1211 Phase : 121

5913876 (7315)
ent

-----Message d'origine-----

De : astoian@axor.com [mailto:astoian@axor.com]

Envoyé : 31 janvier 2008 17:11

À : Bérubé, Joëlle

Cc : blastere@axor.com; npawlonka@axor.com; nbergeron@axor.com

Objet : RE bv riv. Sheldrake

Je vous remercie pour la rapidité de votre réponse.

Par contre, je suis bien surpris du résultat, car notre compagnie avait déjà reçu le tableau ci-joint de la part du CEHQ le 22 août 2001 (reconfirmé le 18 septembre, 2001), dans le cadre des informations fournies aux soumissionnaires à l'appel d'offres de l'Hydro-Québec AOPCH-02.

La préparation de la soumission ainsi que tous les travaux subséquents de développement du site se sont faits sur la base de cette donnée primordiale de conception.

Or, maintenant les débits disponibles au site seraient réduits à $1040/1416 = 73\%$, avec une diminution équivalente de l'énergie produite, mettant en question la rentabilité du site.

Pourriez-vous nous expliquer la différence entre les deux valeurs et nous confirmer laquelle est la bonne.

Bien à vous,

Alex Stoian, ing.

Expert, Hydroélectricité et Ressources Hydrauliques, Division Énergie
Expert, Hydro Power & Water Resources, Energy Division

AXOR



(514) 846.4000 #409

(514) 726.5221 (Cell.)



(514) 846.7209



www.axor.com



Nicolas Pawlonka/AXOR/CA
2008-06-02 17:29

A Bertrand Lastere/AXOR/CA@AXOR
cc
ccc
Objet

document #2

bv riv. Sheldrake



<joelle.berube@mddep.gouv.
qc.ca>
2008-02-05 11:30

A <astoian@axor.com>
cc
Objet bv riv. Sheldrake

**Développement durable,
Environnement
et Parcs**

Québec 

Bonjour M. Stoian,

Après vérifications, je vous confirme que les aires de bassin versant que je vous ai fournies dernièrement pour la rivière Sheldrake sont correctes, soit 1040 km² aux chutes et 1181 km² à l'embouchure. L'aire de 1416 km² fournie par Pierre Levasseur en 2001 est erronée. M. Levasseur, qui est maintenant retraité, calculait manuellement les aires de bassin versant à l'aide de cartes papier. Cette méthode présente un certain risque d'erreur, bien que les résultats étaient habituellement valides. Maintenant, ce travail est réalisé à l'aide de logiciels de géomatique qui sont beaucoup plus précis, et grâce auxquels le risque d'erreur humaine est réduit.

Je suis désolée car je comprends que cette erreur peut avoir des conséquences très importantes pour vous. N'hésitez pas à me contacter si vous avez besoin d'autres informations.

Joëlle Bérubé, ing., M.Sc.

Centre d'expertise hydrique du Québec


Direction de l'expertise et de la gestion des barrages publics


Édifice Marie-Guyart


1er étage, Aile René-Lévesque, boîte 28

675 boul. René Lévesque Est

Québec (Québec) G1R 5V7

 418 521-3825 poste 7199

 418 643-6900

 joelle.berube@mddep.gouv.qc.ca