



L'IMPACT ÉCONOMIQUE DES CHANGEMENTS CLIMATIQUES SUR LA PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE DU SAINT-LAURENT

Rapport final
Janvier 2016



Ressources naturelles
Canada

Natural Resources
Canada

Canada



Québec



L'IMPACT ÉCONOMIQUE DES CHANGEMENTS CLIMATIQUES SUR LA PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE DU SAINT-LAURENT

Rapport final
Janvier 2016

ÉQUIPE DE RÉALISATION :

Claude Desjarlais, Ouranos

Laurent Da Silva, Ouranos

MISE EN PAGE :

Beatriz Osorio, Ouranos

Rapport présenté à la Division des impacts et de l'adaptation liés aux changements climatiques, Ressources naturelles Canada et au Gouvernement du Québec dans le cadre du volet production hydroélectrique de l'*Étude économique des impacts et de l'adaptation liés aux changements climatiques sur le fleuve Saint Laurent*, pilotée par Ouranos.

Titre de projet Ouranos: Étude économique des impacts et de l'adaptation liés aux changements climatiques sur le fleuve Saint Laurent

Numéro du projet Ouranos: 510019-123

Citation suggérée : Desjarlais, C. et Da Silva, L. (2016). *L'impact économique des changements climatiques sur la production hydroélectrique du Saint-Laurent*. Rapport présenté à la Division des impacts et de l'adaptation liés aux changements climatiques, Ressources naturelles Canada et au Gouvernement du Québec. Montréal : Ouranos. 16p.

Toute utilisation de cette publication et de son contenu n'engage pas Ouranos et ses partenaires.

Pour plus d'information sur les impacts et l'adaptation liés aux changements climatiques, nous vous invitons à consulter les sites www.adaptation.rncan.gc.ca et www.ouranos.ca

REMERCIEMENTS

Cette étude a été réalisée dans le cadre d'un projet piloté par Ouranos avec le soutien de Ressources naturelles Canada et du Gouvernement du Québec.

Nous tenons à remercier plus particulièrement pour leur collaboration Mmes Sylvie Ouellet et Laura Fagherazzi ainsi que MM Pierre-Marc Rondeau d'Hydro-Québec, Philippe Nazon du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, David Huard et René Roy d'Ouranos.

L'étude a bénéficié aussi de l'aide du Groupe de travail sur l'économie de la Plateforme d'adaptation.



TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	1
2. CONTEXTE	2
3. MÉTHODOLOGIE	3
3.1 Niveaux d'eau et débits.....	3
3.2 L'allocation des débits.....	5
3.3 La production.....	5
3.4 L'évaluation monétaire.....	7
4. LES RÉSULTATS	10
4.1 Valeur non actualisée	10
4.2 Valeur actualisée	11
5. LIMITES DE L'ÉTUDE	13
5.1 Considérations hydrauliques.....	13
5.2 Représentativité des scénarios	13
5.3 Parc de production.....	14
6. CONCLUSION.....	15
BIBLIOGRAPHIE.....	16

1. INTRODUCTION

Dans le cadre des grandes études régionales lancées par Ressources naturelles Canada, Ouranos a été mandaté pour réaliser, en collaboration avec le Mowat Center, une étude économique des impacts des changements climatiques sur les niveaux d'eau des Grands Lacs et du Saint-Laurent et leurs conséquences sur les usages de cette ressource ainsi que des mesures d'adaptation qui pourraient être mises en œuvre.

C'est à ce titre qu'Ouranos dirige et coordonne la partie de l'étude portant sur les impacts des changements climatiques sur les différents usages et activités économiques réalisés sur le fleuve Saint-Laurent, sur le tronçon du fleuve s'étendant de la frontière ontarienne jusqu'à Trois-Rivières.

Six volets d'activités sont prévus dans l'étude soit :

- le transport maritime;
- les eaux municipales, soit l'approvisionnement en eau potable et le rejet des eaux usées;
- les écosystèmes, services écologiques et pêche;
- le tourisme et la plaisance;
- la production hydroélectrique; et
- les valeurs foncières.

Le présent rapport porte sur le volet de la production hydroélectrique. L'objectif de ce rapport est d'évaluer l'impact économique des changements potentiels pour la production hydroélectrique des centrales de Beauharnois et Des Cèdres engendrés par la modification des débits du haut Saint-Laurent que pourraient provoquer les changements climatiques, au cours des cinquante prochaines années.

On peut craindre en effet que la hausse des températures provoquée par l'augmentation des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère se traduise par une évaporation et une évapotranspiration accrue dans les Grands Lacs qui ne serait pas compensées par l'augmentation des précipitations attendues. Cette combinaison de hausses des températures et de variation dans les précipitations se traduirait selon plusieurs études par une baisse des débits engendrant une diminution de la capacité de production des centrales hydroélectriques situées dans le système des Grands Lacs et du Saint-Laurent.

Ce rapport cherche à quantifier l'ampleur de cette réduction de production pour les centrales de Beauharnois et Les Cèdres. Il vise également à chiffrer la valeur monétaire de cette baisse potentielle de production pour Hydro-Québec et la société québécoise en général. Le rapport ne traite pas des conséquences des changements climatiques sur la demande d'énergie. L'analyse tient pour acquis qu'il n'y a aucun changement dans les équipements de production de ces centrales au cours des prochaines cinquante années. Il s'agit bien entendu d'une analyse partielle de l'impact des changements climatiques sur la production hydroélectrique au Québec dans la mesure où la capacité de production de ces deux centrales, qui se chiffre respectivement pour Beauharnois à 1 903 MW et pour Les Cèdres à 103 MW, ne représente que 5,4% de la puissance installée totale de 36 643 MW de l'entreprise.

2. CONTEXTE

Plusieurs études ont émis l'hypothèse que les changements climatiques entraîneraient une baisse des débits et du niveau des Grands Lacs et du Saint-Laurent. Ainsi, au début des années 1990, les études de Hartmann et de Croley (Hartmann, 1990 et Croley, 1990) ont suggéré que les changements climatiques se traduiraient par des réductions du niveau d'eau des Grands Lacs pour un climat se stabilisant à deux fois les concentrations historiques de CO₂. Bien que les études réalisées au cours des années 90 prévoyaient des hausses de précipitations, la plupart d'entre elles envisageaient en terme relatif une hausse supérieure de l'évaporation et donc des baisses d'apports nets (Mortsch et al., 2000). En particulier, une simulation du Modèle général de circulation de seconde génération du Centre canadien de la modélisation et de l'analyse climatique (CCC GCM2) en climat 2xCO₂, projetait une baisse du débit moyen du Saint-Laurent à l'exutoire du lac Ontario de 3100 m³/s, soit de 37% passant ainsi de 8 200 à 5 100 m³/s.

À partir des années 2000, les études utilisant un plus grand nombre de modèles et de simulations ont présenté des résultats plus nuancés avec des changements projetés à la fois positifs et négatifs. Dans l'ensemble cependant, bien que certains de ces modèles prévoyaient des augmentations de niveaux, la médiane demeure négative.

Ces études ont toutefois été remises en question par un article plus récent de Lofgren, Hunter et Wilbarger (2011) suggérant que la méthodologie employée par la plupart des études hydrologiques sur les Grands Lacs tend à surestimer l'évapotranspiration à partir de formules d'évapotranspiration potentielle basées sur la température. Une analyse des apports aux bassins utilisant une approche de budget énergétique conduit ainsi à des augmentations moins marquées d'évapotranspiration. Dans quelques cas, plutôt que de projeter une diminution des niveaux des lacs, la même simulation climatique prévoit une augmentation des niveaux lorsque l'approche par bilan énergétique est utilisée.

Dans l'ensemble, il est donc difficile de prédire avec certitude si les débits d'eau des Grands Lacs et du haut Saint-Laurent seront affectés à la baisse au cours des prochaines décennies, comme ce fut le cas pendant les dernières 14 années, ou au contraire si le retour récent aux niveaux historiques se maintiendra. On ne sait pas non plus si les variations saisonnières ou annuelles seront plus fréquentes et plus marquées.

Pour les décideurs une telle incertitude doit être prise en compte afin de déterminer les meilleures stratégies d'adaptation à mettre en place. La planification à long terme des infrastructures doit considérer l'ensemble des risques et les vulnérabilités tant positives que négatives. Dans le cas des Grands Lacs et du Saint-Laurent, l'analyse préliminaire des différentes activités économiques liées à ces étendues d'eau révèle une vulnérabilité relativement importante de plusieurs d'entre-elles à des niveaux d'eau plus faibles et potentiellement aussi à des fluctuations saisonnières plus marquées. Cette étude sur l'impact économique des changements climatiques vise justement à préciser l'ampleur de la vulnérabilité de la production hydroélectrique du Saint-Laurent aux bas niveaux d'eau et à des fluctuations accrues.

3. MÉTHODOLOGIE

La méthodologie utilisée dans cette étude afin d'évaluer l'impact économique des changements climatiques sur la production hydroélectrique du Saint-Laurent est relativement simple. À partir de scénarios de débit et de niveau d'eau, il s'agit dans un premier temps d'estimer le changement causé par les changements climatiques dans la production d'électricité des deux centrales hydroélectriques d'Hydro-Québec sur le Saint-Laurent, soit les centrales de Beauharnois et Les Cèdres, en supposant une utilisation optimale et efficace des installations actuelles. Par la suite, à partir d'un ensemble de valeurs et de prix pour l'électricité produite l'étude vise à quantifier la valeur monétaire de ces changements de production sur l'horizon de cinquante ans soit entre 2015 et 2064. L'étude est réalisée dans une perspective de statu quo sur l'horizon de 50 ans pour l'ensemble des autres variables affectant la valeur de la production telles que les règles d'allocation des débits d'eau par la Commission mixte internationale, la nature des équipements en place, la gestion des centrales et la valeur de la production de façon à isoler l'impact potentiel des changements climatiques des autres changements pouvant survenir au cours de la période.

3.1 NIVEAUX D'EAU ET DÉBITS

Le travail de scénarisation permettant d'estimer l'évolution du niveau des Grands Lacs et du Saint-Laurent a été effectué par Ouranos pour l'ensemble de l'étude économique sur les impacts et l'adaptation liés aux changements climatiques sur le Saint-Laurent. On peut accéder, via le site web d'Ouranos (www.ouranos.ca), au rapport intitulé *Étude économique régionale des impacts et de l'adaptation aux changements climatiques : le fleuve Saint-Laurent, Description des scénarios climatiques* (David Huard, 2015) décrivant les scénarios produits et la méthodologie utilisée.

Trois scénarios, tels qu'illustrés à la figure 1 ont été proposés afin d'analyser les impacts potentiels des changements de niveaux d'eau et de débits sur les divers secteurs de l'étude. Les scénarios *couvrant la période 2015-2064* comprennent un scénario de référence, représentant des débits et niveaux sans changements climatiques avec leur variabilité historique, et deux scénarios *What-if* représentant des évolutions potentielles des débits et niveaux d'eau incluant l'impact des changements climatiques. Ces scénarios ont été définis sur la base d'une revue de littérature couvrant les études récentes de 1990 à 2013 portant sur l'analyse des niveaux d'eau historiques des Grands Lacs et du fleuve St-Laurent, en plus des projections en climat futur.

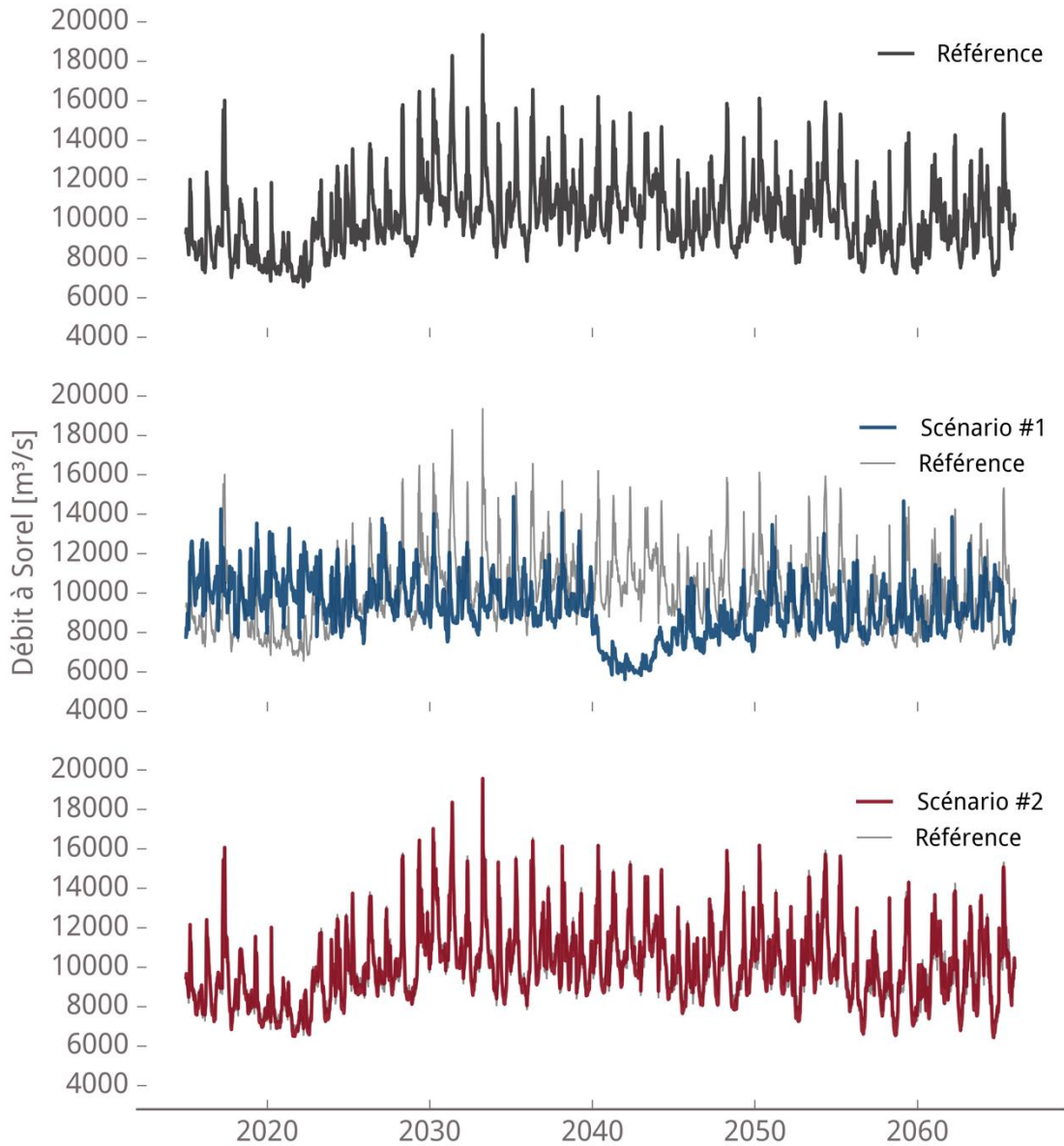


Figure 1. Débit du St-Laurent à la station de Sorel selon le scénario de référence et les scénarios *What-if # 1* et *What-if # 2*.

Le premier scénario, dit de référence, est construit sur la base des débits reconstitués par Environnement Canada (Bouchard et Morin, 2000) de 1953 à 2012. Il s'agit essentiellement de la reproduction entre 2015 et 2064 des niveaux d'eau observés entre 1958 et 2007.

Le deuxième scénario qui prend en compte l'impact des changements climatiques est le scénario *What-if #1*. Celui-ci correspond au scénario « Chaud et sec » de la Commission mixte internationale (CMI) utilisé par Morin, Champoux et Martin (2009) dans le rapport intitulé *Analyse de l'impact des changements climatiques et de travaux de maintien du niveau d'eau sur les indicateurs biotiques du fleuve Saint-Laurent*. Comme le scénario *What-if #1* doit couvrir la période 2015-2064 et que le scénario original « Chaud et sec » ne couvre que la période

2040-2069, des sections du scénario « Chaud et sec » et du scénario « Base-case » ont été extraites, corrigées et jointes afin de générer une série pour la période 2015-2039. L'approche choisie consiste à retenir 10 années consécutives dans le scénario Base-case et 15 années consécutives dans le scénario « Chaud et sec ».

Le troisième scénario, le scénario *What-if # 2* prend une approche complètement différente du scénario *What-if # 1*. Plutôt que de tenter de passer par toute la chaîne de modélisation hydrologique, on s'appuie sur les apports nets aux bassins (ANB)¹ pour identifier une relation entre ces ANB et les débits du fleuve. L'approche est moins rigoureuse que la première, mais permet d'arriver rapidement à un scénario contrasté par rapport au premier. Les calculs de l'ANB ont été effectués à Ouranos à partir de 10 simulations régionales du climat. Pour chacune des simulations, les précipitations, l'évaporation et le ruissellement ont été extraits afin de calculer les ANB pour chacun des bassins des Grands Lacs. L'ANB de l'ensemble des Grands Lacs est ensuite calculé en faisant la moyenne pondérée par la superficie des bassins.

3.2 L'ALLOCATION DES DÉBITS

Aux fins de ce travail, comme il a été convenu de réaliser l'étude dans un contexte de statu quo pour l'ensemble des variables autres que l'impact sur les débits des changements climatiques, il a été supposé que l'allocation des débits, qui est règlementée par la Commission mixte internationale (CMI), demeurera inchangée au cours des 50 prochaines années.

Parmi celles-ci deux règles concernant l'allocation des débits d'eau qui affectent plus particulièrement la production hydroélectrique soient :

- un débit minimal écologique à la centrale Les Cèdres de 430 m³/s durant la fraie printanière et de 290 m³/s par la suite;
- un débit dans le canal de Beauharnois jusqu'à un maximum de 8 200 m³/s, soit la limite fonctionnelle de la voie maritime du Saint-Laurent.

3.3 LA PRODUCTION

L'hydroélectricité est produite par la transformation de l'énergie cinétique de l'eau en énergie électrique par l'intermédiaire de turbines hydrauliques couplées à des alternateurs. La quantité d'énergie hydroélectrique disponible sur une période donnée dépend du volume d'eau disponible, des apports et pertes naturels sur la période et de la hauteur de chute. La hauteur de chute est généralement définie comme étant la distance verticale entre l'entrée d'eau dans la conduite et sa sortie. Pour les barrages au fil de l'eau tel que Beauharnois, la quantité d'énergie produite est directement liée au débit (m³/s).

Une équation propre à chaque installation ou centrale est nécessaire pour déterminer la production de celle-ci.

¹ Volume net d'eau qui entre dans un lac ou cours d'eau correspondant à la somme des précipitations, du volume des eaux souterraines et du ruissellement, moins la quantité d'eau qui s'évapore.

L'équation générale ou fonction de production s'écrit de la façon suivante :

$$C = F(H, Q)$$

où C, la capacité de production d'électricité mesurée en mégawatt (MW), est une fonction de la hauteur d'eau (H) et du débit (Q).

On peut estimer l'énergie maximale que produira une centrale en multipliant sa capacité de production (MW) pour un débit (Q) et une hauteur d'eau (H) donnés par la durée d'exploitation, soit le nombre d'heures, ce qui donne un nombre de MWh ou encore de kWh. Par exemple, pour une capacité de production C de 1 MW exploitée pendant une heure à pleine efficacité, la production P sera de 1 MWh d'électricité.

La fonction de production vise à maximiser la production selon les contraintes en vigueur et la capacité de production des groupes turbine-alternateur aux centrales de Beauharnois et Les Cèdres. Dans cette étude, il a été convenu d'utiliser la capacité de la centrale de Beauharnois dans sa configuration prévue en 2020, suite au projet de réfection en cours. Pour la centrale de Beauharnois, on considère en tout temps que quatre des trente-six groupes sont en maintenance et que six groupes demeurent disponibles en tout temps à la centrale Les Cèdres.

Selon les informations obtenues d'Hydro-Québec, les apports en eau au complexe Beauharnois-Les Cèdres sont répartis en priorité de la façon suivante :

- Tel que mentionné précédemment, conformément aux règles de la CMI, maintien d'un débit minimal écologique à la centrale Les Cèdres de 430 m³/s durant la fraie printanière et de 290 m³/s par la suite;
- De même, toujours selon les règles de la CMI, maintien du débit dans le canal de Beauharnois jusqu'à un maximum de 8 200 m³/s, soit la limite fonctionnelle de la voie maritime du Saint-Laurent;
- Démarrage de chaque groupe à son meilleur rendement selon les apports en eau;
- Si les apports en eau sont plus importants que le débit optimal lorsque tous les groupes de Beauharnois sont démarrés, dégradation du rendement des groupes en production jusqu'à leur production maximale ou la limite fonctionnelle de 8 200 m³/s ;
- Le débit excédentaire est dirigé vers la centrale Les Cèdres jusqu'à sa capacité maximale de production ;
- Déversement des apports en eau supplémentaire.

Comme l'évaluation porte sur des scénarios comparables qui diffèrent par leur niveau et leur débit, les calculs utilisant la fonction de production du complexe Beauharnois-Les Cèdres ont été simplifiés. Les principaux paramètres non considérés sont :

- la couverture de glace sur le fleuve Saint-Laurent ;
- l'encrassement des grilles à débris ;
- les apports naturels au lac Saint-François autres que ceux des Grands Lacs; et
- les débits non productibles des divers chenaux au lac Saint-François.

Chacun des trois scénarios hydroclimatiques a ensuite été utilisé en combinaison avec la fonction de production du complexe Beauharnois-Les Cèdres afin d'estimer pour chaque quart-de-mois la production d'électricité. Les deux scénarios *What-if* sont les scénarios qui incluent l'impact des changements climatiques sur la production alors que le scénario de référence

permet de projeter la production d'électricité du complexe en l'absence de la perturbation due aux changements climatiques. Pour chaque quart-de-mois on a ensuite calculé la différence entre la production utilisant les scénarios *What-if* et celle découlant du scénario de référence. La somme de ces différences représente l'impact potentiel attribuable aux changements climatiques.

Selon le scénario *What if # 1* (réduction significative des débits), on estime à 3,2% la perte de production moyenne sur l'ensemble de la période associée à une réduction moyenne des débits de l'ordre de 6%. Pour sa part, le scénario *What if # 2* (régime à débits contrastés), prévoit une augmentation des fluctuations à la hausse et à la baisse des débits saisonniers et une baisse relativement faible de la production d'en moyenne 0,3% sur la période d'analyse.

3.4 L'ÉVALUATION MONÉTAIRE

La dernière étape d'analyse de l'étude portant sur l'évaluation économique de l'impact des changements climatiques sur la production hydroélectrique du Saint-Laurent consiste à lui attribuer une valeur monétaire afin de chiffrer le coût des impacts anticipés. Il est important de noter que de manière générale les changements climatiques laissent entrevoir une réduction de la production aux centrales du St-Laurent.

Plusieurs valeurs économiques peuvent être utilisées pour évaluer les pertes financières associées à une diminution de la production hydroélectrique. Ainsi, on peut définir cette valeur comme étant i) simplement le coût par kWh que l'on devrait payer pour obtenir la même quantité d'énergie multipliée par la réduction de production projetée ou encore ii) le prix accordé par le marché durant la période considérée également multipliée par la réduction de production. Autrement dit, la multiplication de la variation dans la production d'électricité due aux changements climatiques par la valeur monétaire de cette électricité permet d'établir le coût de l'impact des changements climatiques associé à cette activité.

Dans le premier cas, si on considère que la perte de production doit être compensée pour répondre aux besoins du marché intérieur, la valeur de la production d'électricité perdue est celle de son coût de remplacement. À cet égard, on pourra utiliser le coût moyen de production ou encore le coût marginal. Dans le second cas, si on considère plutôt que l'électricité non produite aurait été vendue sur le marché extérieur, la valeur de cette électricité est plutôt le prix de vente obtenu pendant la période étudiée soit pendant les cinquante prochaines années.

En ce qui concerne le coût de production moyen, Hydro-Québec mentionne dans son *Rapport annuel 2014* une valeur de 2,01 ¢/kWh qui, additionné du coût de transport de 1,73 ¢/kWh, nous donne un coût moyen de remplacement de 3,74 ¢/kWh. On peut en effet penser que la réduction de la production de Beauharnois-Les Cèdres serait compensée par une augmentation de la production de l'ensemble des autres centrales d'Hydro-Québec, réparties sur l'ensemble du territoire québécois, et qu'en conséquence le coût de remplacement de cette énergie produite à proximité de Montréal est le coût de production et de transport à partir de l'ensemble du parc d'Hydro-Québec vers les principaux centres de consommation.

Le second coût utilisé dans cette étude est le coût marginal de production. À cette fin, on peut considérer que le coût du dernier complexe de production hydroélectrique qui sera mis en exploitation prochainement, soit celui de La Romaine, constitue le coût marginal de production d'Hydro-Québec. L'addition du complexe de La Romaine devrait permettre à Hydro-Québec de

satisfaire ses besoins en puissance additionnelle pendant plusieurs années sinon quelques décennies et constitue donc une bonne référence pour le coût marginal de remplacement. Dans son témoignage devant la Commission parlementaire de l'agriculture, de l'énergie et des ressources naturelles le 12 février 2013, M. Thierry Vandal, alors président-directeur général d'Hydro-Québec, évaluait le coût de La Romaine à 7,5 ¢/kWh. Celui-ci est établi sur la base d'une analyse financière des flux monétaires reliés à la construction et à l'exploitation des installations tenant compte des frais d'intérêt, du remboursement de la dette et du rendement sur l'avoir des actionnaires reliés à l'ensemble des coûts du projet incluant le transport, le tout amorti sur une période de 50 ans.

Ces deux coûts de production peuvent ainsi être considérés comme des valeurs basses et hautes de la production. Ici aussi, l'analyse est réalisée sous une hypothèse de statu quo pour les variables autres que le débit d'eau. Cette hypothèse de statu quo vise à permettre de dégager l'impact attribuable uniquement au changement de débit. Il est clair cependant que les nouvelles capacités de production qui seront mises en exploitation au cours des décennies à venir pourraient venir augmenter les coûts de production moyen et marginal et que l'évaluation des impacts qui est réalisée ici représente probablement dans ce contexte une sous-évaluation.

La troisième valeur utilisée pour quantifier la valeur économique des changements de production causés par les changements climatiques est le prix sur les marchés d'exportation. On peut en effet considérer que pour les périodes où le Québec se trouvera en situation de surplus, la perte de production se traduira essentiellement par une perte de vente sur le marché d'exportation.

Comme le prix de l'exportation fluctue en fonction des conditions de marché, ceux-ci ont été définis pour chaque quart-de-mois de production. À cette fin et pour tenir compte de la variabilité du prix d'une année à l'autre, notamment en fonction des températures, il a été décidé d'utiliser la moyenne des prix à l'exportation au cours des dernières cinq années comme valeur de référence.

À cet égard, comme le principal marché d'exportation du Québec est en Nouvelle-Angleterre, le prix de vente de l'électricité sur les marchés extérieurs utilisé dans cette étude est le prix hebdomadaire de janvier 2010 à septembre 2015 du International Hub publiés par l'ISO New England, ramenés en dollars de 2012. Ici aussi on considère dans une analyse en statu quo que le prix obtenu au cours de la période actuelle s'applique pour la période de 50 ans. Il est cependant évident que les prix évolueront fortement au cours des prochaines décennies en fonction des changements dans la demande et dans l'offre des énergies concurrentes comme cela a été le cas dans les dernières décennies.

Comme on peut le voir sur la figure 2, les prix sur les marchés d'exportation subissent de fortes fluctuations à la hausse notamment en hiver. Ils se maintiennent par ailleurs à des niveaux plutôt bas durant la saison estivale-automnale avec de courtes pointes dues probablement aux périodes de canicule.

Ces trois valeurs de l'électricité présentent une évaluation relativement large de la valeur monétaire du kWh au cours des prochaines décennies, ce qui permet d'estimer avec un bon degré de certitude la valeur d'une baisse potentielle de production d'électricité due aux changements climatiques.

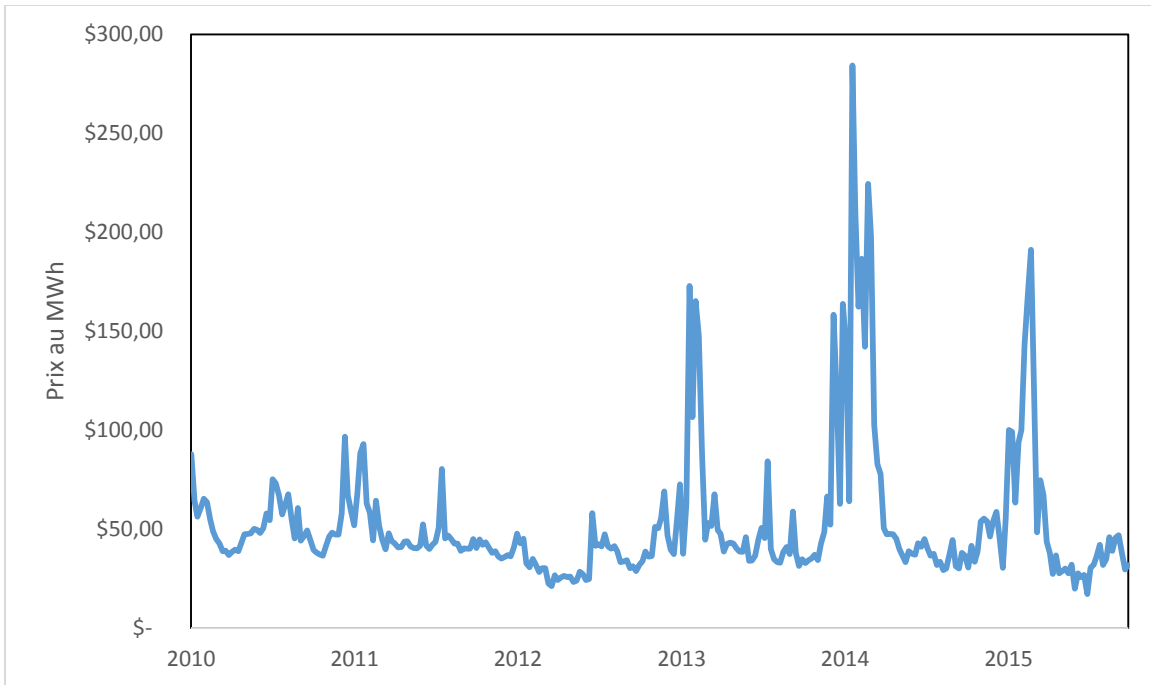


Figure 2. Évolution des prix en MWh de janvier 2010 à septembre 2015 sur l’International Hub selon l’ISO New England

Comme il a été mentionné précédemment, l’approche de statu quo fait l’hypothèse que ces trois valeurs demeureront stables en dollars constants, sur la période d’analyse. Cette hypothèse permet de mieux dégager l’impact de la variation de la production due aux changements climatiques.

Pour ce qui est du coût moyen de remplacement, comme il repose sur une forte capacité de production de base dont les coûts sont essentiellement fixes, il est raisonnable de penser qu’il demeurera relativement stable en dollars constants sur l’horizon de l’étude. Par contre, pour le coût marginal, les développements postérieurs à La Romaine devraient raisonnablement avoir des coûts supérieurs et on peut penser que sur l’horizon de cette étude, le coût marginal de remplacement en dollars constants augmentera quelque peu.

En ce qui concerne le prix à l’exportation cependant, il s’agit ici d’une hypothèse relativement forte dans la mesure où les prix de l’électricité ont eu tendance à fluctuer assez fortement dans le temps en fonction des changements technologiques et des variations dans la demande et l’offre des énergies concurrentes. On peut aussi penser que les changements climatiques affecteront à la fois l’offre et la demande d’énergie dans le Nord-Est américain et qu’en conséquence les mêmes phénomènes qui amèneront une baisse de production pourraient entraîner à l’échelle du Nord-Est des changements dans la demande affectant les prix de l’électricité.

4. LES RÉSULTATS

Les prochains paragraphes présentent les impacts totaux sur les centrales de Beauharnois et Les Cèdres des changements de débits et de hauteur de chute sur le Saint-Laurent dues aux changements climatiques.

4.1 VALEUR NON ACTUALISÉE

Comme on peut le voir au Tableau 1, dans le scénario *What-if # 1*, l'impact non-actualisé en dollars constants de la baisse de production est relativement important et atteint près de 1,5 milliard de dollars au coût marginal de remplacement et plus de 0,7 milliard de dollars au coût moyen. Ceux-ci correspondent à une perte de production sur l'ensemble de la période de 3,2%.

Dans le scénario *What-if # 2*, qui prévoit une augmentation des fluctuations à la hausse et à la baisse des débits saisonniers et une baisse relativement faible des débits totaux (0,3%) sur l'ensemble de la période, la valeur non actualisée de la perte de production est beaucoup moins importante avec à peine 154 millions de dollars au coût marginal de remplacement et 77 millions de dollars au coût moyen.

Tableau 1. Impacts totaux de la variation de production à Beauharnois Les Cèdres (2012\$)

Scénario <i>What-if # 1</i>				
	Non-actualisés	2%	4%	6%
Coût moyen de remplacement	(742 588 132) \$	(286 142 461) \$	(44 637 975) \$	83 340 908 \$
Coût marginal de remplacement	(1 489 147 500) \$	(573 815 164) \$	(89 514 665) \$	167 127 510 \$
Prix à l'exportation	(902 909 451) \$	(332 635 999) \$	(30 597 109) \$	128 905 968 \$
Scénario <i>What-if # 2</i>				
	Non-actualisés	2%	4%	6%
Coût moyen de remplacement	(76 935 529) \$	(43 094 270) \$	(26 056 151) \$	(16 988 614) \$
Coût marginal de remplacement	(154 282 500) \$	(86 419 004) \$	(52 251 648) \$	(34 068 083) \$
Prix à l'exportation	33 252 712 \$	25 598 728 \$	20 871 750 \$	17 664 417 \$

La valeur de la perte de production au prix d'exportation se situe dans le scénario *What-if # 1* entre les valeurs au coût moyen et marginal de remplacement, soit à 903 millions de dollars. Par contre, dans le scénario *What-if # 2* on obtient un gain net de 33 millions de dollars, les gains dus à l'augmentation des débits de pointe dépassant en valeur les pertes subies en

période d'été. Comme on peut le voir à la figure 3, les prix en période estivale et automnale sont beaucoup plus faibles que dans le reste de l'année.

Le graphique de la figure 3 présente la variation totale de la production par quart-de-mois pour le scénario *What-if # 2* de même que l'évolution moyenne du prix de l'électricité sur le marché de l'exportation. On peut voir avec la courbe en bleu que pour plusieurs quart-de-mois, particulièrement dans les premiers et les derniers, la différence de production entre le scénario *What-if # 2* et le scénario de référence est positif ou autrement dit, que pour ces périodes le débit est plus élevé que dans le scénario de référence. On peut voir également que pour ces périodes de débit plus élevé les prix à l'exportation sont relativement plus élevés. Ainsi, les hausses de débits anticipées surviennent davantage en période hivernale alors que le prix de l'électricité est plus élevé. Donc, même si globalement le scénario *What-if # 2* envisage une baisse globale de la production sur 50 ans, la combinaison des variations de débits par rapport au niveau de référence et de la variation des prix d'exportation permet des gains monétaires.



Figure 3. Évolution moyenne des prix à l'exportation par quart-de-mois et différence de production par quart-de-mois entre le scénario *What-if # 2* et le scénario de référence.

4.2 VALEUR ACTUALISÉE

En valeur actualisée la perte de production dans le scénario *What-if # 1*, au taux d'actualisation de 4%, est beaucoup moins importante que la valeur brute. Ce résultat peut être attribué essentiellement au profil du scénario qui se traduit par des augmentations de production et des gains économiques dans la première décennie alors que les diminutions de production qui commencent à partir de 2025 n'atteignent leur impact maximum que vers 2040. L'actualisation à 4% a ainsi pour effet de diminuer beaucoup plus la valeur des pertes que les gains de

production des premières années. Une analyse de sensibilité à 2% et 6% permet de bien saisir l'influence du taux d'actualisation sur les résultats, le premier augmentant la valeur de la perte totale alors que l'utilisation d'un taux de 6% produit à l'inverse un gain net sur la période. Le taux d'actualisation permet aux gains de production au début de l'horizon d'analyse d'avoir une importance plus grande que la baisse de production projetée dans les années subséquentes.

Dans le scénario *What-if # 2*, comme on peut s'y attendre l'actualisation a pour effet de diminuer les valeurs totales, mais de façon moins dramatique. Ce scénario envisage en effet une baisse de production par rapport scénario de référence dès les premières années qui se continue dans les années subséquentes. La perte de production au coût moyen de remplacement, actualisée à 4% se traduit par une valeur de 26 M\$ par rapport à la valeur non-actualisée de 77 M\$. Au coût marginal la valeur actualisée à 4% est de 52 M\$ par rapport à la valeur non-actualisée de 154 M\$.

De façon générale on peut cependant constater que le choix du facteur d'actualisation a une influence déterminante sur les résultats.

5. LIMITES DE L'ÉTUDE

Dans cette étude plusieurs aspects n'ont pas été pris en compte et pourraient faire l'objet de recherches additionnelles notamment en ce qui concerne certains aspects de l'impact des changements climatiques sur les conditions hydrauliques, les scénarios climatiques analysés et le parc de production considéré.

5.1 CONSIDÉRATIONS HYDRAULIQUES

Tel que mentionné dans la partie sur la production, l'étude ne portait que sur l'impact des changements climatiques sur les débits des Grands Lacs et du Saint-Laurent et n'a pas pris en compte l'effet des changements climatiques sur les tributaires du Saint-Laurent, dont l'Outaouais, qui peut affecter le niveau du lac Saint-François et par conséquent, la hauteur de chute et la production énergétique. D'autres phénomènes liés aux changements climatiques pouvant affecter la production hydroélectrique dont notamment la couverture de glace sur le fleuve Saint-Laurent qui pourrait également être affectée par les hausses de température n'ont pas été pris en compte. Celle-ci pourrait venir modifier la friction et les vitesses d'écoulement, en plus d'influer sur la formation de frasil à l'entrée d'eau. De même, les effets potentiels de la baisse des niveaux d'eau sur l'encrassement des grilles à débris ainsi que les débits non productibles des divers chenaux au lac Saint-François ont été ignorés.

5.2 REPRÉSENTATIVITÉ DES SCÉNARIOS

Les deux scénarios choisis ne sont qu'une des éventualités parmi d'autres permettant de saisir l'impact d'une baisse des débits des Grands Lacs et d'une augmentation de la variabilité. Ceux-ci ne prétendent pas couvrir l'ensemble des scénarios possibles. En particulier, les résultats actualisés dans le scénario *What-if # 1* sont très sensibles à l'hypothèse retenue d'une baisse marquée des débits vers 2040 pendant environ cinq ans; un autre scénario qui prévoirait une baisse survenant plus tôt aurait pour effet d'augmenter cette valeur actualisée.

De même un scénario de baisse plus prononcé comme celui utilisé dans l'étude *Low Water Blues : An Economic Impact Assessment of Future Low Water Levels in the Great Lakes and St. Lawrence River*, sous l'égide du Council of Great Lakes Region (CGLR) pourrait modifier la valeur des pertes encourues.

Une étude plus complète à partir de l'ensemble des modèles et des scénarios de changements climatiques disponibles aurait pu permettre de dégager la variance de la diminution globale des débits sur la période, celle de la diminution annuelle ainsi que des changements dans la variabilité saisonnière. Une telle étude aurait cependant demandé beaucoup plus de temps et de ressources.

5.3 PARC DE PRODUCTION

Seules les centrales de Beauharnois et de Les Cèdres ont été considérées. Les impacts sur la centrale de Rivière-des-Prairies (54 MW) et de Côte-Sainte-Catherine 1, 2 et 3 (11,3 MW) n'ont pas été évalués, de même que sur les centrales hydroélectriques des Grands Lacs en amont.

La baisse de production des centrales sur le Saint-Laurent induite par les changements climatiques sera en effet accompagnée par des impacts similaires sur les centrales des Grands Lacs, mais aussi notamment sur les autres bassins versants du Québec qui viendront soit accentuer soit compenser cet impact partiel. Pour bien comprendre l'effet réel des changements climatiques sur la production hydroélectrique, c'est à l'échelle de l'ensemble de la région qu'une telle étude devrait être réalisée pour en dégager les impacts véritables et les besoins d'adaptation; ceci exigerait cependant une étude et des ressources beaucoup plus importantes que ce qui était disponible.

6. CONCLUSION

L'étude sur l'impact économique des changements climatiques sur la production hydroélectrique démontre qu'une baisse des niveaux d'eau du Saint-Laurent provoquée par l'impact des changements climatiques sur les Grands Lacs pourrait avoir un impact financier important même avec une réduction limitée des débits. La centrale de Beauharnois en particulier, avec une capacité de 1 903 MW, constitue en effet une composante significative de la capacité de production d'Hydro-Québec et toute diminution de ses apports en eau se traduira par une perte de production significative pour la société d'État. De plus, comme le coût de remplacement de l'énergie est en augmentation cette perte est appelée à prendre une valeur croissante dans le temps.

Ainsi, dans le scénario *What-if # 1* utilisé dans cette étude, on estime qu'une diminution globale de 6% des débits sur la période de 50 ans représenterait en valeur non-actualisée entre 0,7 et 1,5 milliard de dollars soit entre 14 et 30 millions de dollars annuellement selon que le coût de remplacement utilisé est le coût moyen actuel ou le coût du prochain complexe hydroélectrique qui sera mis en production. En dollars actualisés à 4%, les montants seraient cependant plus modestes, soit entre 45 et 90 millions de dollars pour l'ensemble de la période, notamment parce que les baisses les plus importantes se produiraient surtout en fin de période. Bien évidemment, une baisse plus importante des débits ou des coûts de remplacement plus élevés auraient pour effet d'augmenter d'autant l'impact total.

Dans le scénario *What-if #2* qui étudie l'impact de fluctuations saisonnières plus prononcées, mais sans diminution nette des débits sur l'année, la perte de production serait nettement plus faible. Selon l'hypothèse retenue pour quantifier la valeur de la production perdue, celle-ci pourrait représenter, en dollars non-actualisés, entre 77M\$ et 154M\$ sur la période ou entre 1,5M\$ et 3,1M\$ par année. En utilisant comme valeur un prix d'exportation reflétant la variation de prix saisonnière, il est même possible qu'une telle variation se traduise par un gain net, la valeur des pertes en période d'étiage étant moindre que celle des gains en période de crues.

BIBLIOGRAPHIE

- Buttle, J., Muir, T., et Frain, J. (2004) Economic Impacts of Climate Change on the Canadian Great Lakes Hydro–Electric Power Producers: A Supply Analysis, *Canadian Water Resources Journal/Revue canadienne des ressources hydriques*, 29:2, 89-110, DOI: 10.4296/cwrj089.
- Témoignage de M. Thierry Vandal, Président-directeur-général d'Hydro-Québec devant la Commission parlementaire de l'Agriculture, de l'énergie et des ressources naturelles le 12 février 2013, http://www.assnat.qc.ca/fr/travaux-parlementaires/commissions/capern-40-1/journal-debats/CAPERN-130212.html#debut_journal.
- Croley, T.E. (1990), Laurentian Great Lakes double-CO2 climate change hydrological impacts, *Climatic Change*, 17:27-47.
- Hartmann, H. C. (1990)., Climate change impacts on Laurentian Great Lakes levels, *Climatic Change*, 17:49-67.
- Huard, D. (2015), Étude économique régionale des impacts et de l'adaptation liés aux changements climatiques : le fleuve Saint-Laurent, description des scénarios climatiques, Rapport méthodologique, Ouranos.
- Hydro Québec (2014), Rapport annuel 2014, ISBN 978-2-550-72312-7, <http://www.hydroquebec.com/publications/fr/docs/rapport-annuel/rapport-annuel-2014.pdf>
- Lofgren, B.M., Hunter, T.S. et Wilbarger, J. (2011), Effects of using air temperature as a proxy for potential evapotranspiration in climate change scenarios of Great Lakes basin hydrology, *Journal of Great Lakes Research*, 37(4), 744-752.
- Mortsch, L., Hengeveld, H., Lister, M., Wenger, L., Lofgren, B., Quinn, F, et Slivitzky, M. (2000), Climate Change Impacts on the Hydrology of the Great Lakes-St. Lawrence System, *Canadian Water Resources Journal* 25 (2) (January): 153–179.
- Morin, J., Champoux, O. et Martin, S. (2009), Analyse des impacts des changements climatiques et de travaux de maintien du niveau d'eau sur les indicateurs biotiques du fleuve Saint-Laurent. Rapport scientifique RS-109, Service Météorologique du Canada–Hydrologie, Environnement Canada, Sainte-Foy, 219 p.
- Shlozberg, R., Dorling R., et Spiro, P., (2014), *Low Water Blues, An Economic Impact Assessment of Future Low Water Levels in the Great Lakes and St. Lawrence River*. Mowat Centre, No. 89, ISBN 978-1-927350-77-5.



**550, rue Sherbrooke Ouest, 19^{ième} étage
Montréal, Québec H3A 1B9, Canada**

Tel : 514-282-6464

Fax : 514-282-7131

www.ouranos.ca

Ouranos est né de la vision commune du Gouvernement du Québec, d'Hydro-Québec et d'Environnement Canada, avec le soutien financier de Valorisation-Recherche-Québec en 2001. Intégrant un réseau de quelque 450 scientifiques et professionnels issus de différentes disciplines, le consortium se concentre sur deux grands thèmes : la science du climat et les vulnérabilités, les impacts et l'adaptation. Sa mission est l'acquisition et le développement de connaissances sur les changements climatiques et leurs impacts ainsi que sur les vulnérabilités socioéconomiques et environnementales, de façon à informer les décideurs sur l'évolution du climat et à les conseiller pour identifier, évaluer, promouvoir et mettre en œuvre des stratégies d'adaptation locales et régionales.