

Titre: Analyse du potentiel d'implantation d'hydroliennes au Québec
Title:

Auteur: Julie-Anne Denis
Author:

Date: 2006

Type: Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis

Référence: Denis, J.-A. (2006). Analyse du potentiel d'implantation d'hydroliennes au Québec [Master's thesis, École Polytechnique de Montréal]. PolyPublie.
Citation: <https://publications.polymtl.ca/7876/>

Document en libre accès dans PolyPublie

Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie: <https://publications.polymtl.ca/7876/>
PolyPublie URL:

Directeurs de recherche: Claude Marche, & Éric McNeil
Advisors:

Programme: Unspecified
Program:

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ANALYSE DU POTENTIEL D'IMPLANTATION
D'HYDROLIENNES AU QUÉBEC

JULIE-ANNE DENIS
DÉPARTEMENT DES GÉNIES CIVIL, GÉOLOGIQUE ET DES MINES
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION
DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES
(GÉNIE CIVIL)
AOÛT 2006



Library and
Archives Canada

Published Heritage
Branch

395 Wellington Street
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

Bibliothèque et
Archives Canada

Direction du
Patrimoine de l'édition

395, rue Wellington
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

Your file *Votre référence*
ISBN: 978-0-494-19292-4

Our file *Notre référence*
ISBN: 978-0-494-19292-4

NOTICE:

The author has granted a non-exclusive license allowing Library and Archives Canada to reproduce, publish, archive, preserve, conserve, communicate to the public by telecommunication or on the Internet, loan, distribute and sell theses worldwide, for commercial or non-commercial purposes, in microform, paper, electronic and/or any other formats.

The author retains copyright ownership and moral rights in this thesis. Neither the thesis nor substantial extracts from it may be printed or otherwise reproduced without the author's permission.

In compliance with the Canadian Privacy Act some supporting forms may have been removed from this thesis.

While these forms may be included in the document page count, their removal does not represent any loss of content from the thesis.

AVIS:

L'auteur a accordé une licence non exclusive permettant à la Bibliothèque et Archives Canada de reproduire, publier, archiver, sauvegarder, conserver, transmettre au public par télécommunication ou par l'Internet, prêter, distribuer et vendre des thèses partout dans le monde, à des fins commerciales ou autres, sur support microforme, papier, électronique et/ou autres formats.

L'auteur conserve la propriété du droit d'auteur et des droits moraux qui protège cette thèse. Ni la thèse ni des extraits substantiels de celle-ci ne doivent être imprimés ou autrement reproduits sans son autorisation.

Conformément à la loi canadienne sur la protection de la vie privée, quelques formulaires secondaires ont été enlevés de cette thèse.

Bien que ces formulaires aient inclus dans la pagination, il n'y aura aucun contenu manquant.

**
Canada

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé :

ANALYSE DU POTENTIEL D'IMPLANTATION
D'HYDROLIENNES AU QUÉBEC

présenté par : DENIS Julie-Anne
en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès sciences appliquées
a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

M. KAHAWITA René, Ph.D., président

M. MARCHE Claude, Ph.D., membre et directeur de recherche

M. MCNEIL Éric, M.Sc.A., membre et codirecteur de recherche

M. MAHDI Tew-Fik, Ph.D., membre

À la mémoire de mon oncle Jean

REMERCIEMENTS

Je voudrais d'abord remercier mon directeur de recherche, le professeur Claude Marche, de m'avoir guidée dans mes travaux. Je remercie également mon co-directeur de recherche, Éric McNeil, de m'avoir suggéré d'étudier le potentiel d'implantation d'hydroliennes au Québec.

J'apprécie énormément que le professeur François Saucier, de l'Institut des sciences de la mer de Rimouski (ISMER), ait consenti à utiliser ses modèles numériques tridimensionnels de l'estuaire du Saint-Laurent et du détroit d'Hudson afin de me fournir des valeurs de vitesse de courant de marée et de niveau d'eau. Sans ces données, ce travail de recherche aurait été impossible. J'en profite également pour remercier Simon Senneville, agent de recherche de l'ISMER, qui a eu la patience de m'enseigner comment utiliser les fichiers résultats et qui a toujours su répondre à mes questions.

Je remercie également le CRSNG pour la bourse ES M dont j'ai pu bénéficier pendant mes études de deuxième cycle.

Finalement, je voudrais remercier mon père, ma mère et Bernard qui m'ont supportée et encouragée tout au long de la réalisation de cette étude.

RÉSUMÉ

L'objectif principal de ce mémoire est d'estimer la quantité d'énergie contenue dans les courants de marée les plus rapides et ainsi propices à l'implantation d'hydroliennes, ou "éoliennes sous-marines", près des côtes québécoises. Cette nouvelle filière énergétique propre a le potentiel de répondre à une portion importante de la demande mondiale en énergie. Elle offre plusieurs avantages par rapport aux autres modes de production énergétique, bien qu'elle soulève aussi certains défis. Cette technologie émergente a été perfectionnée au cours des dix dernières années par différentes entreprises et des hydroliennes pour fin d'exploitation commerciale seront disponibles d'ici 2007-2010.

Diverses études ont déjà établi des critères physiques d'implantation (incluant les vitesses de courant minimales et profondeurs d'eau optimales) qui permettent de repérer les courants de marée dont l'exploitation à l'aide d'hydroliennes serait rentable. À l'analyse des résultats, 11 sites ont été identifiés comme suffisamment énergétiques à l'intérieur des deux domaines d'étude retenus, soit l'estuaire du Saint-Laurent, de Trois-Rivières au Cap de Bon-Désir, et la région du détroit d'Hudson, incluant la baie d'Ungava et le bassin Foxe. La méthode dite d'analyse du flux a été retenue pour calculer le potentiel énergétique total de ces sites. Un facteur d'impact significatif détermine ensuite la limite maximale de l'énergie pouvant être extraite d'un site donné, sans engendrer d'impacts environnementaux négatifs. Cette énergie disponible correspond à une fraction plus ou moins importante de l'énergie totale du site. Une description des impacts potentiels découlant d'un projet d'implantation d'hydroliennes démontre que ceux-ci sont faibles lorsque cette limite est respectée.

L'étude a montré que l'énergie totale des sites de l'estuaire du Saint-Laurent est de 5,40 TWh/année, tandis qu'elle est de 47,28 TWh/année pour ceux de la région du détroit d'Hudson. Des considérations environnementales et économiques préliminaires indiquent que l'énergie disponible du premier domaine correspondrait probablement à

50 % de son énergie totale, soit 2,70 TWh/année. Celle du deuxième domaine serait de 9,46 TWh/année, ou 20 % de l'énergie totale. Des contraintes d'ordre pratique doivent cependant être prises en compte si l'on vise le développement de certains sites.

Il demeure néanmoins que la quantité d'énergie disponible des sites étudiés n'est pas négligeable. Elle correspond à 7,37 % de la demande énergétique actuelle du Québec et pourrait s'accroître substantiellement si les rivières québécoises étaient éventuellement incluses dans l'analyse. Il est donc essentiel de surveiller le développement de cette technologie qui donne accès à une source d'énergie renouvelable encore peu exploitée et prévisible des années à l'avance. Elle pourrait aider le Québec à répondre à l'accroissement de la demande énergétique et à relever le défi du réchauffement global.

ABSTRACT

The main objective of this thesis is to estimate the amount of energy contained in tidal streams. Only the fastest tidal currents, close to the shores of the Province of Quebec, have been studied. These currents could then be available for the installation of tidal stream turbines, commonly named underwater windmills. This novel technology could potentially fulfill part of the world's increasing electricity demand. Compared to other power generation modes, it has numerous advantages while raising a certain number of challenges. It has now advanced to the point where tidal stream turbines will be available for commercial exploitation between 2007 and 2010.

A certain number of studies have established physical criteria (including minimal tidal current speed and optimal water depth) that ensure cost-effective power generation from hydrokinetic turbines. Two domains, the Saint-Lawrence Estuary, from Trois-Rivières to Cap de Bon-Désir and the Hudson Strait, including the Ungava Bay and the Foxe Basin, have been investigated. Through the results analysis, 11 sites among both domains have been identified as sufficiently energetic. The energy flux method, as opposed to the "farm" method, was used to calculate the total mean annualised power of these sites. The available power was then calculated using a significant impact factor which limits the maximal energy that can be extracted from a given site without causing significant change in flow speeds or significant environmental impacts.

The study has shown that the total amount of energy contained in the 4 sites of the Saint-Lawrence Estuary is 5.40 TWh/year. The total resource of the 7 sites of the Hudson Straight sums up to 47.28 TWh/year. In order to limit environmental and economical impacts, the available energy for extraction is probably limited to 50 % (or 2.70 TWh/year) for the first domain and to 20 % (or 9.46 TWh/year) for the second one. Other environmental, economical, physical and biological constraints must then be taken into account for certain sites to come to a technologically active state.

Nonetheless, the amount of available energy of this untapped resource is significant. It accounts for 7.37 % of Quebec's actual electricity demand and could increase if Quebec's rivers were eventually included in the analysis. This potent source of energy is renewable, non-polluting, reliable and predictable years in advance. It is essential to keep an eye on tidal stream turbines technology if we later want to fulfill Quebec's need for energy, as well as combat global warming worldwide.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE	iv
REMERCIEMENTS	v
RÉSUMÉ	vi
ABSTRACT	viii
TABLE DES MATIÈRES	x
LISTE DES TABLEAUX	xiv
LISTE DES FIGURES	xv
LISTE DES ANNEXES	xvii
LISTE DES SIGLES ET LEXIQUE	xviii
CHAPITRE 1. INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE 2. L'HYDROLIENNE	4
2.1 Historique.....	4
2.2 L'hydrolienne	5
2.3 Puissance contenue dans un courant de marée.....	8
2.4 Origine de la marée	11
2.5 Amplification locale des courants de marée	16
2.6 Résumé des avancées technologiques.....	17
CHAPITRE 3. AVANTAGES ET DÉSAVANTAGES DE LA TECHNOLOGIE	20
3.1 Comparaison avec les autres modes de production énergétique	20
3.1.1 Avantages.....	20
3.1.2 Désavantages.....	22
3.2 Comparaison avec l'énergie éolienne	24
3.2.1 Avantages par rapport à l'énergie éolienne.....	25
3.2.2 Désavantages par rapport à l'énergie éolienne.....	27

CHAPITRE 4. ENTREPRISES ET PROTOTYPES	30
4.1 Marine Current Turbines Ltd	31
4.1.1 La technologie de Marine Current Turbines Ltd.....	31
4.1.2 Les prototypes de Marine Current Turbine Ltd	34
4.2 Hammerfest STRØM AS	36
4.2.1 La technologie de Hammerfest Strøm AS	36
4.2.2 Les prototypes de Hammerfest Strøm As	38
4.3 Blue Energy Canada Inc.....	39
4.3.1 La technologie de Blue Energy Canada Inc.....	39
4.3.2 Les prototypes de Blue Energy Canada Inc.	41
4.4 Underwater Electric Kite.....	42
4.4.1 La technologie de Underwater Electric Kite.....	42
4.4.2 Les prototypes de Underwater Electric Kite	44
CHAPITRE 5. MÉTHODOLOGIE	45
5.1 Provenance des données de vitesses de courant de marée	47
5.1.1 Modélisation des vitesses de courant de marée pour les deux domaines retenus.....	48
5.1.1.1 Estuaire du Saint-Laurent.....	48
5.1.1.2 Région du détroit d'Hudson	50
5.2 Analyse.....	51
5.2.1 Critères d'implantation physiques et hydrodynamiques	51
5.2.2 Calcul de la vitesse maximale moyenne annuelle en période de vives-eaux.....	55
5.2.3 Ressources énergétiques totale et disponible	56
5.2.3.1 Première méthode d'analyse du potentiel énergétique : méthode d'analyse des centrales hydroliennes	56
5.2.3.2 Deuxième méthode d'analyse du potentiel énergétique : méthode d'analyse du flux	58
5.2.3.3 Facteur d'impact significatif	60

5.2.4 Calcul de la puissance totale moyenne annuelle associée à chaque site.....	62
5.2.5 Extraction énergétique	66
5.2.5.1 Puissance récupérable par une hydrolienne	67
5.2.5.2 Puissance récupérable par une centrale hydrolienne.....	76
5.2.6 Critères secondaires d'implantation.....	79
CHAPITRE 6. ANALYSE ET RÉSULTATS	83
6.1 Nature générale des marées au Québec.....	83
6.1.1 Estuaire du Saint-Laurent (1 ^{er} domaine)	83
6.1.2 Détroit d'Hudson et baie d'Ungava (2 ^e domaine).....	83
6.2 Identification de sites présentant un potentiel énergétique intéressant.....	83
6.2.1 Estuaire du Saint-Laurent.....	84
6.2.2 Région du détroit d'Hudson	86
6.3 Résultats obtenus à l'aide de la méthode d'analyse du flux.....	90
6.3.1 Résultats pour l'estuaire du Saint-Laurent.....	91
6.3.1.1 Puissance totale moyenne	91
6.3.1.2 Facteur d'impact significatif	92
6.3.1.3 Calcul à l'aide de l'analyse harmonique pour le site IV de l'estuaire.....	93
6.3.2 Résultats pour la région du détroit d'Hudson	94
6.3.2.1 Puissance totale moyenne	94
6.3.2.2 Facteur d'impact significatif	94
6.4 Estimation des incertitudes	95
6.5 Puissance produite par l'implantation d'une centrale hydrolienne au site I (Cacouna) de l'estuaire du Saint-Laurent	97
6.6 Avantages et désavantages de chaque site	101
6.6.1 Résumé des résultats pour les deux domaines	101
6.6.2 Estuaire du Saint-Laurent.....	102

6.6.3 Région du détroit d'Hudson.....	106
CHAPITRE 7. ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX	109
7.1 Impacts sur l'environnement marin dus à la présence ou au fonctionnement des machines	110
7.2 Impacts sur les conditions d'écoulement	110
7.3 Impacts sur la faune marine	111
7.4 Impact en terme de sédiments contaminés.....	113
7.5 Impacts associés à la phase de construction.....	113
7.6 Impact visuel	114
7.7 Impacts sur les activités marines.....	115
7.8 Impact global sur l'environnement	115
CHAPITRE 8. CONCLUSION	117
BIBLIOGRAPHIE.....	122
ANNEXES.....	128

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3.1: Comparaison de différents facteurs caractérisant les diverses filières énergétiques	24
Tableau 4.1 : Caractéristiques conceptuelles des hydroliennes de Marine Current Turbines Ltd.....	34
Tableau 4.2 : Caractéristiques conceptuelles des hydroliennes de Hammerfest Strøm As	38
Tableau 4.3 : Caractéristiques conceptuelles des hydroliennes de Blue Energy Canada Inc.....	41
Tableau 4.4 : Caractéristiques conceptuelles des hydroliennes de Underwater Electric Kite	44
Tableau 5.1 : Pourcentages de rendement choisis dans cette étude	73
Tableau 6.1 : V_{mmv} des quatre sites potentiels de l'estuaire du Saint-Laurent	86
Tableau 6.2 : V_{mmv} des sept sites potentiels de la région du détroit d'Hudson	89
Tableau 6.3 : Résultats obtenus à l'aide de la méthode d'analyse du flux pour l'estuaire du Saint-Laurent.....	93
Tableau 6.4 : Résultats obtenus à l'aide de la méthode d'analyse du flux pour la région du détroit d'Hudson	95
Tableau 6.5 : Puissance générée par une hydrolienne et facteur de capacité.....	100
Tableau 6.6 : Somme des puissances moyennes et quantité d'énergie pour les deux domaines.....	101
Tableau 6.7 : Pourcentage de la ressource totale, disponible et caractéristiques bathymétriques de chaque site pour les deux domaines.....	102

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1 :	Image d'une hydrolienne.....	7
Figure 2.2 :	Vitesse du courant à travers un cours d'eau simplifié.....	9
Figure 2.3 :	Influence de la vitesse sur la densité de puissance.....	10
Figure 2.4 :	Cycle de marée semi-diurne.....	13
Figure 2.5 :	Cycle de marée de vives-eaux et de mortes-eaux	14
Figure 2.6 :	Cycle de marée semi-diurne mixte.....	15
Figure 3.1 :	Comparaison du diamètre d'une éolienne et d'une hydrolienne pour une même puissance nominale	26
Figure 4.1 :	L'hydrolienne à deux turbines de Marine Current Turbines Ltd (modèle commercial).....	32
Figure 4.2 :	L'hydrolienne de Hammerfest Strøm As	37
Figure 4.3 :	La configuration à deux turbines de Blue Energy Canada Inc.....	40
Figure 4.4 :	La barrière de Blue Energy Canada Inc.	41
Figure 4.5 :	Les turbines de Underwater Electric Kite	42
Figure 5.1 :	Organigramme méthodologique en quatre étapes.....	46
Figure 5.2 :	Variation annuelle du module de la vitesse de surface pour une cellule du modèle de l'estuaire du Saint-Laurent	56
Figure 5.3 :	Section d'écoulement arbitraire	63
Figure 5.4 :	Courbe de puissance typique pour un certain modèle d'hydrolienne	70
Figure 5.5 :	Disposition des hydroliennes sur la surface plane	79
Figure 6.1 :	Vitesses maximales de surface pour l'estuaire du Saint-Laurent	85

Figure 6.2 : Vitesses maximales de surface pour la région du détroit d'Hudson	88
--	----

L I S T E D E S A N N E X E S

Annexe A :	Organigramme méthodologique de l'étude.....	128
Annexe B :	Visualisation des vitesses maximales de surface pour l'estuaire du Saint-Laurent.....	131
Annexe C :	Visualisation des vitesses maximales de surface pour la région du détroit d'Hudson	134

LISTE DES SIGLES ET LEXIQUE

BB&V – Les consultants Binnie Black & Veatch.

BEC – L’entreprise Blue Energy Canada Inc.

B&V – Les consultants Black & Veatch.

Centrale hydrolienne ("Tidal Farm") – Centrale de production électrique où plusieurs hydroliennes sont reliées en réseau.

Énergie disponible (TWh/année) – Fraction de l’énergie totale qu’on peut extraire annuellement à un site donné sans engendrer d’impacts économiques et environnementaux importants.

Énergie extraite (TWh/année) – Énergie produite par une hydrolienne ou une centrale hydrolienne. Elle ne doit pas dépasser l’énergie disponible.

Énergie totale (TWh/année) – Quantité d’énergie produite annuellement.

EPRI – Electric Power Research Institute.

Espace au-dessus (E_d) (m) – Espace libre qui doit être alloué au-dessus de la turbine.

Espace au fond (E_f) (m) – Espace libre qui doit être alloué au-dessous de la turbine.

Facteur d’impact significatif (FIS) (%) – Pourcentage appliqué à l’énergie totale pour calculer l’énergie disponible. Il tient compte des impacts économiques et environnementaux indésirables importants. Il est différent pour chaque site d’implantation.

HS – L’entreprise Hammerfest STRØM AS Ltd.

ISMER – Institut des sciences de la mer de Rimouski.

MCT – L’entreprise Marine Current Turbines Ltd.

Marée normale la plus basse (MNPB) – Moyenne de la plus basse mer annuelle de chacune des 19 années de la période du Saros.

Méthode d'analyse des centrales hydroliennes – Méthode de calcul de la ressource énergétique basée sur le développement de plusieurs rangées d'hydroliennes qui captent chacune la même quantité d'énergie du flux énergétique. Le résultat dépend du nombre d'hydroliennes installées par site, de leur efficacité, du diamètre de leur rotor et de la densité d'installation.

Méthode d'analyse du flux – Méthode de calcul de la ressource énergétique basée uniquement sur l'énergie cinétique du courant qui entre dans une section d'écoulement (B&V 2004). Le résultat est indépendant du type d'hydroliennes utilisées, de leur efficacité et de la densité d'installation.

Niveau moyen de l'eau (NME) – Moyenne de tous les niveaux horaires de l'eau pendant la période d'enregistrement disponible.

Puissance disponible moyenne annuelle ($P_{disponible_moy}$) (MW) – Puissance théoriquement disponible dans une section d'écoulement pour l'extraction énergétique moyennée sur l'année. Elle représente une limite qui ne doit pas être dépassée afin de ne pas engendrer d'impacts économiques et environnementaux indésirables importants. Cette puissance est calculée en multipliant la puissance totale moyenne annuelle par le FIS.

Puissance nominale (W) – Puissance maximale atteinte par l'hydrolienne lorsque la vitesse du courant est égale ou supérieure à la vitesse nominale.

Puissance totale moyenne annuelle (P_{totale_moy}) (MW) – Telle que contenue dans le courant en amont d'une section d'écoulement. Cette donnée s'applique à chaque site et est calculée à l'aide de la méthode d'analyse du flux.

Rendement mécanique du rotor (C_p) (%) – Fraction de l'énergie cinétique contenue dans le fluide qui peut être convertie en énergie mécanique par le rotor de la turbine d'une hydrolienne.

Ressource énergétique disponible (ou ressource disponible) – Énergie disponible pour l'extraction énergétique. Elle correspond à l'énergie totale multipliée par le FIS.

Ressource énergétique totale (ou ressource totale) – Énergie totale.

RGU – Robert Gordon University.

TC – Triton Consultants Ltd.

UEK – La Corporation Underwater Electric Kite.

Vitesse de démarrage (m/s) – Vitesse à laquelle l'hydrolienne commence à tourner et donc à produire de l'énergie.

Vitesse maximale moyenne annuelle en période de vives-eaux (V_{mmv}) (m/s) – La moyenne annuelle des 25 vitesses de pointe absolues atteintes par année à chaque période de vives-eaux.

Vitesse nominale (m/s) – Vitesse du courant à laquelle la turbine produit sa puissance nominale. Pour cette étude, elle correspond à 71 % de la V_{mmv} .

CHAPITRE 1. INTRODUCTION

Plus que jamais, à travers le monde, la communauté scientifique s'intéresse au développement de nouvelles sources d'énergie. S'assurer d'un approvisionnement énergétique propre et durable devient une préoccupation primordiale, au moment où se manifestent les conséquences environnementales négatives de l'émission de gaz à effet de serre provenant de la combustion des carburants fossiles. En Europe et plus récemment au Québec, l'énergie éolienne est apparue comme une des solutions d'avenir. Par ailleurs, depuis les années 1990, de nombreux efforts de recherche et développement ont été consacrés à l'élaboration d'une technologie pouvant exploiter les courants de marée rapides qui existent près de plusieurs côtes et archipels. Les hydroliennes qui captent leur énergie cinétique constituent une nouvelle filière énergétique. Ces turbines sous-marines fonctionnent selon le même principe que les éoliennes. Les marées, générées par l'interaction gravitationnelle des astres, représentent cependant une source d'énergie beaucoup plus fiable et dense que le vent. Près des côtes du Québec, certains courants de marée atteignent des vitesses de pointe de plus de 3 m/s et offrent des opportunités de développement intéressantes. Le flux énergétique d'un tel courant, 14 kW/m², se compare avantageusement à celui généré par les éoliennes et les capteurs solaires.

Au cours des dix dernières années, diverses méthodes ont été élaborées pour calculer la ressource énergétique des courants de marée et différents mécanismes ont été conçus pour l'extraire. Aujourd'hui, le modèle le plus prometteur est l'hydrolienne à axe horizontal. Cette technologie se développe rapidement et atteindra vraisemblablement le stade commercial d'ici 2007-2010. Elle pourrait contribuer avantageusement au programme énergétique de plusieurs pays côtiers, dont le Canada, en particulier dans les provinces maritimes, au Québec et en Colombie-Britannique. Il devient alors essentiel d'évaluer le potentiel des courants de marée canadiens comme source d'énergie renouvelable et non dommageable pour l'environnement.

L'objectif principal de ce mémoire est d'estimer la quantité d'énergie contenue dans les courants de marée les plus rapides près des côtes québécoises. Deux domaines d'étude ont été retenus et évalués en profondeur, soit l'estuaire du Saint-Laurent, de Trois-Rivières au Cap de Bon-Désir, et la région du détroit d'Hudson, incluant la baie d'Ungava et le bassin Foxe à l'ouest de la Terre de Baffin (Nunavut). Pour chaque domaine, les sites rencontrant les critères bathymétriques et hydrodynamiques qui assurent une exploitation rentable d'hydroliennes ont été identifiés. L'énergie totale contenue dans chacun de ces sites a d'abord été calculée sur un plan théorique. Dans un deuxième temps, l'utilisation d'un facteur d'impact significatif a permis d'évaluer l'énergie disponible à chaque site, c'est-à-dire pouvant être extraite à l'aide d'hydroliennes sans engendrer d'impacts économiques et environnementaux indésirables importants.

Deux modèles numériques tridimensionnels solutionnant les équations hydrodynamiques ont servi à calculer trois types de valeurs : les vitesses de courants de marée, les niveaux d'eau et les variations de masse volumique, dans l'ensemble des deux domaines, pour des périodes de temps précises. Ces modèles intègrent les débits moyens des cours d'eau, les prédictions de la marée et les conditions moyennes de stratification verticale.

Les résultats obtenus démontrent que l'énergie disponible des courants de marées de l'estuaire du Saint-Laurent pourrait répondre à 1,64 % de la demande énergétique actuelle totale du Québec. Quant à lui, le domaine de la région du détroit d'Hudson offre une quantité appréciable d'énergie pouvant être exploitée pour des besoins énergétiques locaux ou, éventuellement, pour l'ensemble du Québec, si les coûts de connexion avec le réseau de distribution d'électricité le permettent. Des contraintes physiques, économiques et environnementales additionnelles doivent cependant être prises en compte pour développer certains sites des deux domaines.

Ce mémoire est subdivisé en huit chapitres. Le chapitre 2 décrit le fonctionnement général des hydroliennes, en faisant un rappel historique du développement de cette

technologie propre. Le chapitre 3 compare ses avantages et désavantages avec l'ensemble des autres filières énergétiques. Quatre entreprises ayant contribué de manière significative au développement et à la conception d'hydroliennes font l'objet du quatrième chapitre. Le chapitre 5 décrit la méthodologie de l'étude tandis que les résultats sont présentés au chapitre 6. Le chapitre 7 revoit les impacts environnementaux associés à l'implantation d'hydroliennes. Finalement, la conclusion constitue le chapitre 8.

CHAPITRE 2. L'HYDROLIENNE

2.1 Historique

L'énergie contenue dans les marées est l'une des plus vieilles formes d'énergie renouvelable utilisée par les humains. En effet, depuis des milliers d'années, l'homme essaie de capter l'énergie des mers. À l'époque médiévale, des moulins à marée construits dans les baies et estuaires servaient à moudre le grain des céréales (Bryden et Melville 2004). La plupart d'entre eux étaient reliés à un petit bassin qui était rempli par la marée montante; le relâchement de l'eau à marée basse engendrait ensuite la rotation de la roue du moulin.

Il existe deux méthodes pour extraire l'énergie des marées. Les eaux côtières, principalement dans les estuaires où l'on observe des amplitudes de marée très importantes, peuvent d'abord être retenues derrière des barrages et mécanismes conçus afin d'exploiter l'énergie potentielle contenue dans la variation du niveau de la mer. Comme c'était le cas avec les moulins marémoteurs, l'énergie potentielle emmagasinée lors de la montée de l'eau est ensuite transformée en énergie cinétique, une fois l'eau libérée afin d'actionner des turbines. L'énergie cinétique associée au déplacement d'eau des courants de marée peut aussi être exploitée directement comme on le fait avec le vent. C'est cette dernière approche qui s'applique avec les hydroliennes.

Au XIX^e et au XX^e siècle, c'est la technologie associée aux barrages à marée qui s'est développée. Plusieurs projets d'exploitation du potentiel énergétique des marées de l'estuaire de Severn, en Angleterre, ont été proposés pendant cette période. Aucun n'a toutefois été réalisé. Le premier barrage à marée important, d'une puissance installée de 240 MW, a été construit à La Rance, en France, entre 1961 et 1967 (Électricité de France 1966). L'énergie y est produite en relâchant à travers 24 groupes bulbe, au moment de la marée basse, les eaux déjà accumulées derrière le barrage pendant la

marée haute. Lors de fortes marées, de l'énergie peut également être produite lors du remplissage du bassin, c'est-à-dire pendant la marée montante, puisque les turbines ont été conçues pour fonctionner dans les deux sens. Une turbine simple de 18 MW a été installée au milieu des années 1980 à Annapolis, en Nouvelle-Écosse, au Canada (Orkney Renewable Energy Forum [OREF] 2005). Tous les autres grands projets de construction d'usines marémotrices ne se sont cependant pas concrétisés. En effet, plusieurs facteurs limitent le développement de cette technologie : impacts environnementaux importants, coûts d'implantation très élevés et temps d'installation très long, jusqu'à une dizaine d'années (Akwensivie et al. 2004).

C'est pour ces raisons qu'on a plutôt orienté la recherche récente vers les technologies exploitant directement l'énergie cinétique des courants de marée. Celles-ci ont principalement été mises au point à la fin des années 90 et la plupart des premiers prototypes n'ont pas été testés avant le début du 21^e, bien que le premier essai d'envergure fut mené par IT Power, en 1994, dans les eaux du Loch Linnhe, en Écosse. L'installation s'est avérée fiable et rentable, mais plusieurs défis techniques se sont présentés, en particulier la difficulté de maintenir l'hydrienne en place dans un fort courant (Fraenkel 2004).

Aujourd'hui, plusieurs types de mécanismes pouvant exploiter l'énergie cinétique des courants de marée ont déjà été élaborés par différentes entreprises. On les regroupe en trois grandes classes : les hydroliennes, qu'elles soient à axe horizontal ou vertical, et les mécanismes sans turbine, de type hydroptère et hydro venturi.

2.2 L'hydrolienne

Les hydroliennes à axe horizontal ont principalement été développées pour capter l'énergie des courants de marée et, dans une moins grande mesure, les courants thermiques ainsi que ceux générés par les différences de densité. On les appelle turbines

à marée ("tidal stream turbines") ou hydroliennes à marée. La présente étude se concentre principalement sur ce modèle. D'autres prototypes, appelés turbines hydrocinétiques, ou hydroliennes cinétiques, ont été conçues pour les courants fluviaux. Certaines technologies peuvent également s'adapter aux deux environnements. Il est généralement admis maintenant que le développement des hydroliennes est assez avancé pour donner un accès fiable et rentable à une source d'énergie renouvelable encore peu exploitée (Briand et Claisse 2004). Le rendement énergétique des hydroliennes à marée devient intéressant lorsque les vitesses de pointe des courants de marée atteignent un minimum de 2 à 2,5 m/s au cours des périodes de vives-eaux.

L'hydrolienne à marée fonctionne selon le même principe que l'éolienne; le seul écoulement du fluide suffit à entraîner sa rotation. Grâce au profil portant des pales, une force de poussée est engendrée sur une de leur face lorsque le courant de marée traverse la turbine. Cette poussée fait tourner le rotor et l'arbre de transmission. L'énergie cinétique contenue dans le courant est ainsi convertie en énergie de rotation et, via un multiplicateur de vitesse, transmise à un générateur qui la transforme en électricité. Ces appareils sont encastrés dans une nacelle fixée au moyeu de l'hydrolienne. À l'aide d'un câble sous-marin atteignant le rivage, l'électricité produite est finalement acheminée à un transformateur localisé sur la côte. La turbine est généralement maintenue en place par une tour, un mat ou des câbles ancrés au fond marin. La figure 2.1 montre une image d'une hydrolienne type, de conception simple, dont une partie de la structure émerge de l'eau.

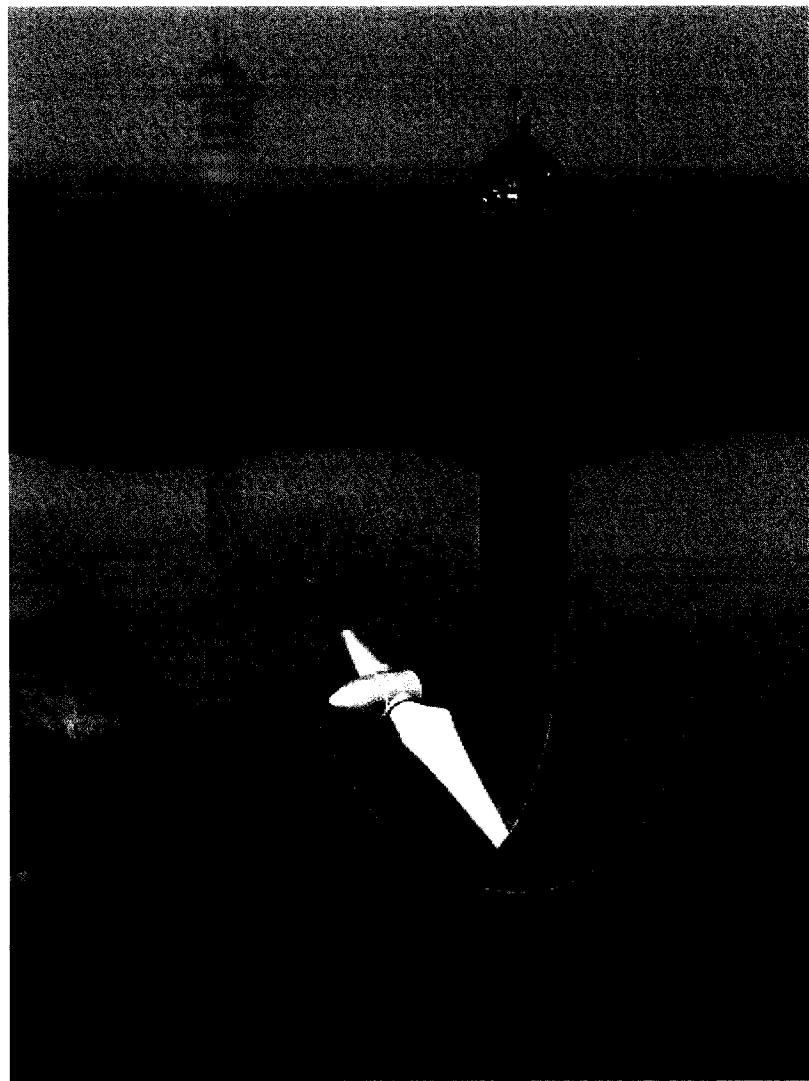


Figure 2.1 : Image d'une hydrolienne

Courtoisie de TidalStream

Puisque les hydroliennes à marée tirent l'énergie de courants cycliques naturels, elles impliquent de moins grandes perturbations environnementales que les barrages à marée ou hydroélectriques. En revanche, les courants de marées contiennent de l'énergie sous une forme relativement diffuse (pas autant que le vent cependant) et il faut installer un grand nombre d'unités, sur un même site, afin de capter une quantité importante d'énergie. Lorsque plusieurs hydroliennes sont reliées en réseau, on parle alors de centrale hydrolienne ("tidal farm").

2.3 Puissance contenue dans un courant de marée

La formule mathématique permettant de calculer l'énergie extraite des courants de marée au moyen d'hydroliennes est la même que dans le cas des éoliennes avec le vent. L'énergie est proportionnelle à la densité du fluide et au cube de sa vitesse d'écoulement. Nous allons d'abord définir la puissance brute contenue dans un courant de marée. La puissance instantanée, exprimée en watt (W), d'un courant de marée qui circule à travers un cours d'eau (chenal, détroit ou estuaire) est définie par l'équation suivante :

$$P = Fv$$

où la force exercée par le fluide en mouvement $F = pA$ et où v est la vitesse de l'écoulement sur l'ensemble de la section transversale du cours d'eau, en m/s, de sorte que

$$P = (pA)v$$

où A est l'aire de la section transversale, en m^2 , et p la pression hydrodynamique exercée par l'écoulement, en N/m^2 . Selon Bernoulli, $p = \frac{1}{2}\rho_f v^2$, où ρ_f est la masse volumique du fluide en kg/m^3 , ce qui implique que

$$P = \left(\frac{1}{2} \rho_f v^2 A \right) v$$

Comme la vitesse d'écoulement d'un cours d'eau réel quelconque soumis à un courant de marée varie pour chaque point de la section d'écoulement, le terme $A v^3$ est remplacé par un calcul faisant intervenir la vitesse U_p qui représente la vitesse instantanée de

l'écoulement perpendiculaire à chaque parcelle d'aire dA (figure 2.2). Pour l'aire totale A , le terme Av^3 est équivalent à $\int_A U_p^3 dA$, de sorte que, finalement

$$P = \frac{1}{2} \rho_f \int_A U_p^3 dA$$

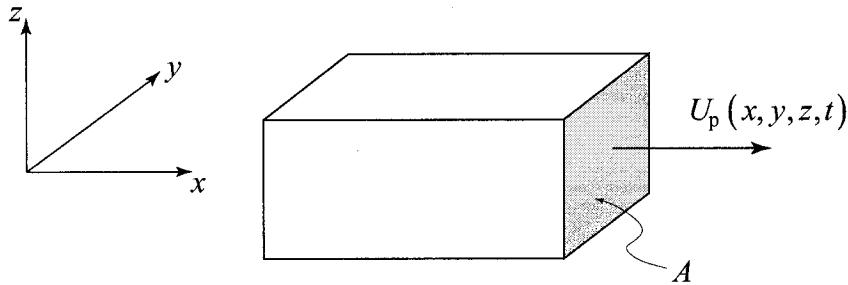


Figure 2.2 : Vitesse du courant à travers un cours d'eau simplifié

Si nous définissons la vitesse U_A^* comme étant la racine cubique de la moyenne des vitesses au cube, sur l'ensemble des parcelles d'aire constituant une section donnée d'écoulement, nous obtenons :

$$P = \frac{1}{2} \rho_f A (U_A^*)^3 \quad \text{où } U_A^* = \sqrt[3]{\overline{U_A^3}} \text{ et } \overline{U_A^3} = \frac{\int_A U_p^3 dA}{A}$$

Comme la puissance varie avec le cube de la vitesse du courant, cette dernière est un important facteur de rendement, tel qu'illustre à la figure 2.3. En revanche, cette relation au cube fait en sorte que la sensibilité des résultats est élevée. La prévision de la ressource énergétique disponible est très sensible à la marge d'erreur dans l'appréciation de la vitesse d'écoulement de l'eau. Il est donc nécessaire d'avoir une représentation précise du profil de vitesse à chaque section d'écoulement, pour pouvoir calculer la puissance atteinte à un site donné à divers moments. Des modèles tridimensionnels

numériques ont été utilisés pour simuler la vitesse d'écoulement et les niveaux d'eau dans les deux domaines d'étude. Ils permettent d'obtenir les vitesses de courant, pour des intervalles de temps relativement courts, sur plusieurs parcelles d'une même section d'écoulement. Ces modèles sont décrits en détails à la section 5.1.1.

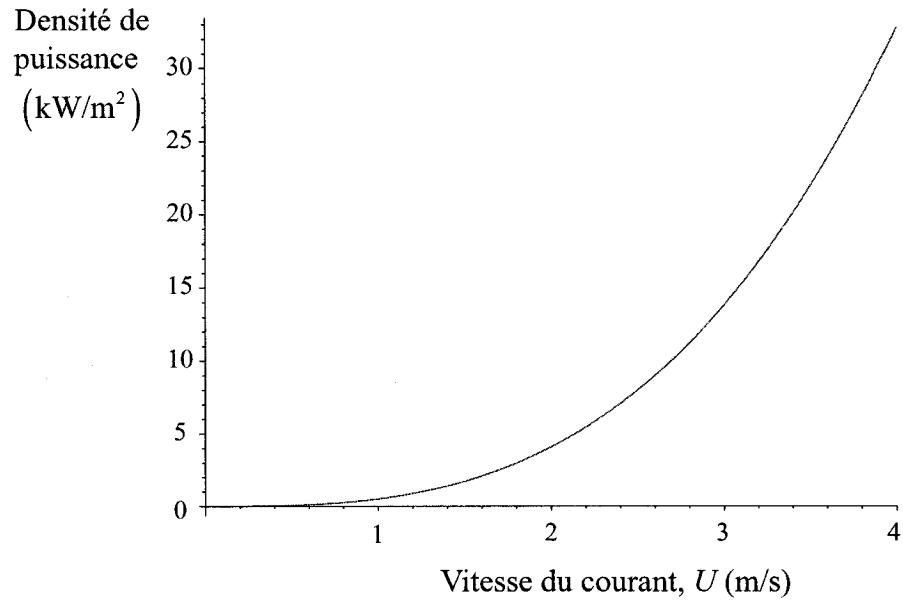


Figure 2.3 : Influence de la vitesse sur la densité de puissance

La puissance instantanée récupérable par une hydrolienne est définie par l'équation suivante :

$$P_{\text{hydro}} = \eta_{\text{total}} \frac{1}{2} \rho_f A_h (U_{A_h}^*)^3$$

où A_h est l'aire balayée par les pales de la turbine, $U_{A_h}^*$ la racine cubique de la moyenne des vitesses au cube, à travers l'aire de section de la turbine, et η_{total} le rendement énergétique total de l'hydrolienne, soit le rapport entre la puissance transmise au réseau

de distribution électrique et celle contenue dans le courant. L'indice "h" fait référence à hydrolienne.

Tous les critères et variables secondaires affectant la puissance atteinte par une hydrolienne ou une centrale hydrolienne sont traités plus en détail au chapitre 5.

2.4 Origine de la marée

Les marées sont produites par l'attraction gravitationnelle entre la Terre et les principaux corps célestes du système solaire, attraction qui a pour conséquence de déformer la surface des masses d'eau. Les courants de marée, qui coulent du point où se trouve la marée haute jusqu'au point où il y a marée basse, sont le résultat du déplacement régulier de cette déformation. Des centaines de composantes influencent la marée, de sorte que le cycle de marée qui en résulte à un site donné est complexe. Mais il dépend surtout (environ à 95 %) des forces gravitationnelles générées par la Lune et le Soleil sur les océans (Black & Veatch Ltd [B&V] 2004). En un point donné de la surface du globe, la hauteur et la vitesse des courants de marée peuvent être estimées par une combinaison d'ondes sinusoïdales d'amplitude et de période spécifiques.

En résumé, les forces en jeu s'expriment ainsi. Bien que la Lune soit beaucoup plus petite que le Soleil et les autres planètes, sa proximité de la Terre fait en sorte que l'attraction gravitationnelle qu'elle exerce sur celle-ci contribue à la plus grande part des effets de marée. L'attraction de la Lune produit deux renflements dans les océans. L'un d'eux se situe presque directement sous la Lune et l'autre à l'opposé. En raison de la diminution de la force gravitationnelle, selon l'inverse du carré de la distance, l'attraction de la Lune s'exerce plus fortement sur la face terrestre la plus proche, créant ainsi le premier renflement, que sur la masse d'eau qui lui est opposée. Cette dernière se trouve donc moins attirée que la moyenne de l'ensemble de la Terre. C'est cette différence entre l'attraction de la Lune sur la masse d'eau opposée et l'attraction

moyenne sur l'ensemble de la planète qui crée le deuxième renflement. Bien qu'elle soit simple, cette explication ne peut parfaitement rendre compte des deux renflements de marée qui se déplacent à la surface de la Terre. En réalité, ils sont la conséquence de l'équilibre des forces gravitationnelles venant de la Lune, du reste de la Terre et de la force fictive (centrifuge) associée à la rotation du globe autour du centre de masse du système formé par les deux astres, sur chaque parcelle d'océan.

Comme la Terre tourne sur elle-même en 24 heures, et que ces deux déformations sont situées sur l'axe Terre-Lune, chaque point de sa surface subit grossièrement deux marées hautes et deux marées basses par jour. En fait, ce cycle complet dure l'équivalent d'un jour lunaire, soit environ 24 h 50 min. Pendant que la Terre tourne sur elle-même, la Lune poursuit sa trajectoire orbitale autour de celle-ci en environ 29 jours 12 heures et 22 minutes (révolution synodique) (Bonnefille 1980). La combinaison de ces deux mouvements entraîne qu'un point à la surface de la Terre met un jour lunaire pour retourner à la même position relative par rapport à la Lune, soit avec un décalage d'environ 50 minutes à chaque jour terrestre. Un cycle comprenant une marée haute et une marée basse a donc une période d'environ 12 h 25 min et est appelé cycle semi-diurne. Évidemment, après chaque révolution synodique, la Lune est revenue au même point par rapport au Soleil et les marées se produisent à nouveau à la même heure. Quoique plus rares, des cycles diurnes sont également observés à certains endroits dans le monde.

Un cycle semi-diurne ainsi que le courant de marée montante, le flot, et le courant de marée descendante, le jusant, sont représentés à la figure 2.4. Généralement, le flot n'est pas exactement de la même intensité que le jusant. Il est parfois plus faible, parfois plus fort, en fonction de l'endroit sur le globe, du type de bassin et de la topographie locale. Sur la figure 2.4, le maximum du courant du flot est plus élevé que le maximum du courant du jusant. Généralement, dans chaque cycle de marée, les courants les plus élevés apparaissent environ au point intermédiaire entre marée basse et marée haute et

vice versa. La vitesse des courants devient nulle, habituellement pendant quelques minutes, au moment de la renverse, période à laquelle le courant change de direction.

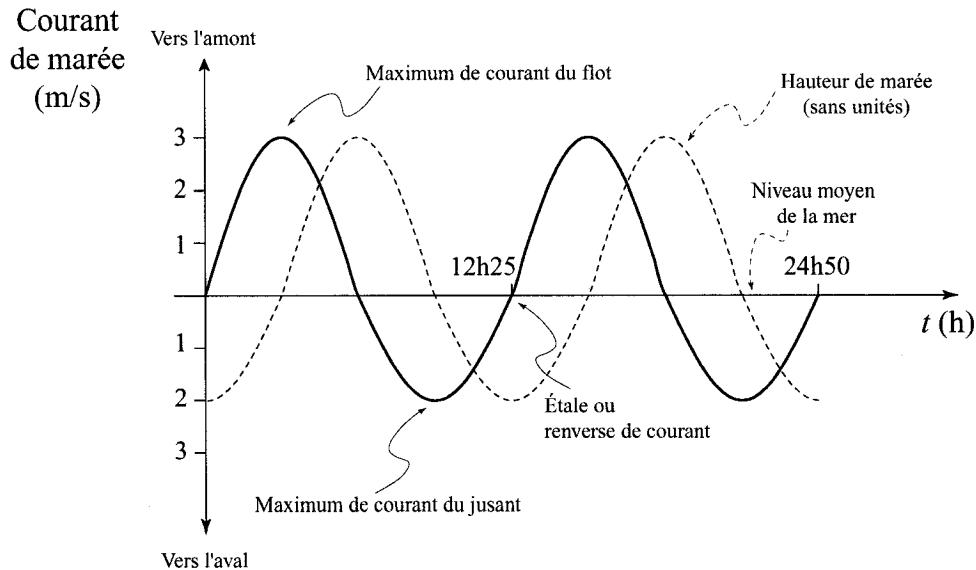


Figure 2.4 : Cycle de marée semi-diurne

L'effet de l'attraction gravitationnelle du Soleil sur les marées est plus faible en raison de son éloignement; il équivaut à environ 46 % de celui exercé par la Lune. Le Soleil influence le cycle des marées en causant en alternance des marées plus fortes et plus faibles, à tous les 7,4 jours environ. Quand la Terre, la Lune et le Soleil sont alignés, durant la pleine ou la nouvelle Lune, l'attraction gravitationnelle du Soleil et celle de la Lune sont conjuguées. Ainsi, l'attraction gravitationnelle plus grande exercée sur les océans engendre les plus grandes amplitudes de marée et conséquemment le plus grand marnage. C'est à cette période que l'on observe les plus forts courants de marée. Ce sont les marées de vives-eaux. Inversement, lorsque les deux astres sont placés perpendiculairement l'un par rapport à l'autre, la force gravitationnelle résultante qui est exercée sur la Terre s'en trouve diminuée. Les amplitudes et les courants de marée sont donc plus faibles. Ce sont les marées de mortes-eaux. La figure 2.5 présente la

combinaison de l'effet du Soleil et de la Lune sur les marées à un point donné du domaine de l'estuaire du Saint-Laurent.

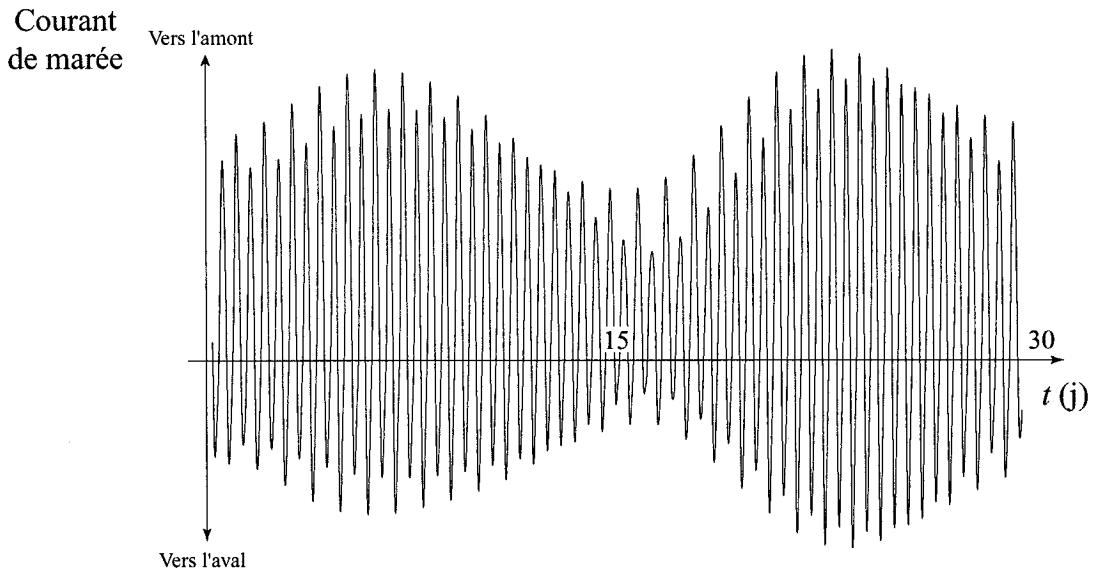


Figure 2.5 : Cycle de marée de vives-eaux et de mortes-eaux

Il existe d'autres variations plus lentes des marées et, donc, de plus grandes périodes. Le parcours elliptique que suit la Lune autour de la Terre a pour effet de créer des marées plus importantes lorsque la Lune se trouve plus près de la Terre. Le même principe s'applique pour la trajectoire elliptique de la Terre autour du Soleil; elle engendre des marées plus fortes lorsque la Terre est plus près du Soleil.

Comme autres facteurs d'influence, il y a, entre autres, la déclinaison de la Lune par rapport à la Terre, la déclinaison de la Terre par rapport au Soleil, l'axe de rotation de la Terre et la variation de la vitesse de rotation de la Terre avec la latitude. En se combinant, tous ces facteurs font en sorte qu'il y a peu d'endroits dans le monde où l'on observe, dans la même journée, deux marées hautes de même amplitude et deux marées basses de même amplitude. On dit alors que les marées sont mixtes (figure 2.6). Cet

effet peut également être observé dans le cycle de marée de vives-eaux et de mortes-eaux de la figure 2.5.

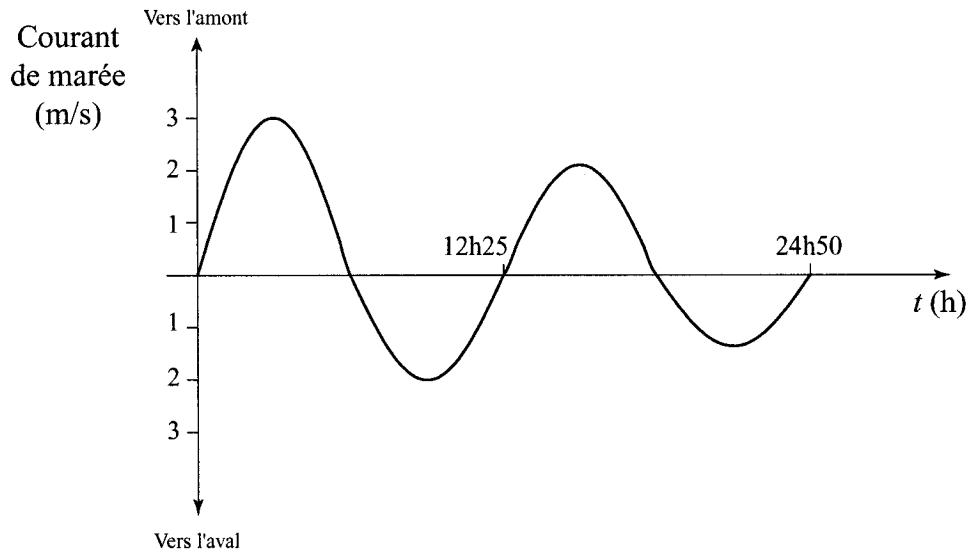


Figure 2.6 : Cycle de marée semi-diurne mixte

Il existe cependant un cycle de 18 ans et 2/3 (Bonnefille 1980), appelé Saros, proche multiple de nombreux paramètres orbitaux, au bout duquel le cycle de marée se répète presque à l'identique. Le Soleil, la Terre et la Lune se retrouvent alors aux mêmes positions relatives.

Finalement, il faut comprendre que les marées observées sur la Terre sont le résultat de l'équilibre entre les forces génératrices d'énergie (décrisées précédemment) et les forces dissipatrices d'énergie, comme la force de friction qui s'exerce entre le fond marin et le fluide. Les pertes d'énergie cinétique dépendent principalement de la bathymétrie, de la nature du fond marin (ex. la grosseur des particules), de la température et de la salinité (B&V 2004).

2.5 Amplification locale des courants de marée

La plupart des courants de marée sont trop lents (vitesses de pointe au-dessous de 1,5 à 2 m/s) pour que l'on puisse en extraire de l'énergie de manière rentable. Il existe cependant des endroits où d'importants volumes d'eau sont canalisés et accélérés, comme à travers les détroits formés entre les îles ou près des côtes, à cause de la diminution de la profondeur d'eau et du resserrement des rives. Ces frontières naturelles peuvent augmenter le marnage et la vitesse des courants de manière significative. Il y a même certains endroits dans le monde où les courants excèdent 8 m/s (Bryden et Melville 2004). Généralement, la force des courants de marée est élevée là où il y a de forts marnages.

Les canaux qui relient d'immenses masses d'eau, entre des îles ou entre une île et la terre ferme, ont un effet amplificateur très important. Plus le canal est étroit et peu profond, par rapport aux plans d'eau à ses extrémités, plus l'effet est accentué. En conformité avec la loi de la conservation de la masse, le courant atteint sa valeur maximale à la section la plus étroite du rétrécissement (à moins que la topographie du fond marin ne soit assez irrégulière pour créer une friction importante). Par ailleurs, en raison des contraintes physiques du canal, surtout s'il n'est pas trop large, les courants de marée y sont habituellement bidirectionnels; ils changent parfaitement de sens entre le flot et le jusant (Bryden et Melville 2004). Il n'y a de brèves périodes aléatoires qu'au moment de la renverse. Au large, l'orientation des courants dépend de la direction globale du déplacement des masses d'eau et peut varier de manière plus significative. Les détroits sont donc très propices à l'installation d'hydroliennes qui doivent évidemment pouvoir capter l'énergie autant lors du flot que du jusant.

Un décalage important entre les phases des marées (120 à 180°), sur une très courte distance, le long d'une côte, constitue potentiellement un facteur supplémentaire d'augmentation de vitesse des courants (Bryden et Melville 2004, Triton Consultants

Ltd [TC] 2002). Évidemment, plus on s'approche de l'opposition de phase, plus le gradient de pression s'élève à travers le détroit et plus la vitesse s'accroît.

Les effets de résonance dans les baies et estuaires peuvent également augmenter la vitesse du courant de marée. Ces phénomènes de résonance dépendent de la longueur d'onde des courants de marée qui est déterminée par la profondeur, la grandeur et la forme du bassin. Par exemple, la baie de Fundy est en harmonie parfaite avec la marée semi-diurne qui entre à son embouchure (TC 2002). Des hauteurs de marée jusqu'à 19 m y sont observées et, en conséquence, de forts courants de marée.

2.6 Résumé des avancées technologiques

L'intérêt que l'homme porte aux marées, dans une perspective d'extraction énergétique, date de plusieurs milliers d'années, mais c'est le choc pétrolier de 1973 qui a relancé la recherche sur les énergies renouvelables. Les tout premiers travaux sur les hydroliennes ont alors débuté vers le milieu des années 70, pour une raison politique et économique : l'embargo sur les livraisons du pétrole imposé par les pays arabes membres de l'OPEP et la hausse du prix du brut.

L'intérêt pour ce type de technologie a décliné dans les années 1980, lorsque le prix du baril de pétrole a chuté. Il a toutefois repris dans le milieu des années 1990; les pays occidentaux ont décidé de promouvoir à nouveau les sources d'énergie renouvelable, cette fois afin de réduire la production de gaz à effet de serre et combattre le réchauffement global (Fraenkel 2004).

Depuis quelques années, plusieurs entreprises (voir chapitre 4) se sont lancées dans l'élaboration et la conception de différents modèles d'hydroliennes, chacun avec ses avantages et inconvénients. Certaines entreprises ont également réussi à obtenir des fonds pour tester leur prototype en milieu naturel. C'est l'entreprise Marine Current Turbines Ltd [MCT] qui a implanté le premier prototype à potentiel commercial en 2003

(voir section 4.1.2), près de Lynmouth, en Angleterre, au coût estimé de 0,12 \$ (dollars canadiens de 2006) le kWh (Briand et Claisse 2004). Selon MCT (2002a), c'est la combinaison des nouvelles technologies d'exploitation de l'environnement marin et du besoin en approvisionnement énergétique propre qui a rendu réalisable et économiquement rentable la production d'électricité à l'aide d'hydroliennes.

Malgré toutes ces avancées, la technologie associée aux hydroliennes est encore en phase de développement. Des hydroliennes pour fin d'exploitation commerciale pourraient néanmoins être mises au point, installées et reliées aux réseaux de distribution électrique bientôt (2007-2010). On estime que la relation de dépendance importante qui existe entre le marché de l'énergie et la volonté politique des gouvernements influence le rythme de développement de cette technologie (Fraenkel 2004). C'est le même retard de la volonté politique qui avait limité l'expansion du marché de l'énergie éolienne dans le passé. On prétend que la technologie de l'énergie hydrolienne a entre cinq et huit années de retard sur la technologie éolienne (TC 2002).

Depuis le début des années 90, diverses études ont été réalisées afin d'évaluer la ressource énergétique disponible dans les courants de marée à des fins d'exploitation électrique. Elles sont souvent financées majoritairement par des instances gouvernementales. Les études estimant la ressource disponible sur les côtes du Royaume-Uni, notamment en Écosse et en Irlande du Nord, sont nombreuses, mais il y en a peu et elles sont moins élaborées dans le reste du monde.

Deux de ces premières études réalisées au Royaume-Uni (Energy Technology Support Unit [ETSU] en 1993 et JOULE-II en 1996) sont encore largement citées dans les rapports mentionnés à la bibliographie de ce mémoire. Ces études ont conclu, par extrapolation, que l'énergie contenue dans les courants de marée a le potentiel de répondre à une portion importante de la demande mondiale future en électricité, sans cependant donner de valeur exacte à la ressource globale (B&V 2004). D'autres rapports européens importants ont été publiés par la suite (Binnie Black & Veatch [BB&V] 2001,

Department of Trade and Industry [DTI] et al. 2003, B&V 2004, B&V 2005, Akwensivie et al. 2004, etc.). La seule étude sur les eaux canadiennes a été réalisée par TC, en 2002, et portait sur l'exploitation de sources d'énergies vertes en Colombie-Britannique. Une étude présentement en cours, menée par le Electric Power Research Institutue, fait l'inventaire de tous les sites potentiels pour l'installation d'hydroliennes en territoire américain (Electric Power Research Institute [EPRI] 2005). La bibliographie comprend une liste complète des rapports et études consultés dans le cadre de la présente recherche; plusieurs ont servi à l'élaboration de la méthode d'analyse de la ressource énergétique potentielle contenue dans les courants de marée du Québec méridional et nordique. Finalement, la ressource disponible a également été estimée, souvent approximativement, par divers consultants et concepteurs d'hydroliennes pour l'ensemble ou une partie des côtes des pays suivants: l'Australie, la France, l'Italie, le Japon, la Norvège, les Philippines et Singapour.

CHAPITRE 3. AVANTAGES ET DÉSAVANTAGES DE LA TECHNOLOGIE

3.1 Comparaison avec les autres modes de production énergétique

Les hydroliennes à marée représentent une nouvelle filière énergétique. Elles comportent différents avantages et désavantages qui la mettent en perspective par rapport aux autres modes de production d'énergie. La liste des avantages et désavantages reconnus dans l'industrie suit ci-dessous. Le tableau 3.1 résume certains de ceux-ci pour différents modes de production électrique.

3.1.1 Avantages

- Les courants de marée constituent une source d'énergie renouvelable, non polluante et qui n'émet pas de gaz à effet de serre.
- Les courants sont prévisibles, même des siècles à l'avance, puisqu'ils suivent des cycles bien précis engendrés par la rotation de la Terre dans le champ gravitationnel de la Lune et du Soleil. Il est impossible de prédire avec autant de recul et de certitude l'approvisionnement d'autres sources d'énergie renouvelable qui dépendent des conditions météorologiques : éolienne, solaire ou provenant des vagues. Puisque la quantité d'énergie exploitable des courants de marée et le moment à laquelle elle peut être produite à l'aide d'hydroliennes sont prévisibles, il est beaucoup plus facile de l'intégrer à d'autres modes de production électrique plus conventionnels pour répondre à la demande.
- Les courants de marées ne seront pas affectés par les changements climatiques puisqu'ils ne dépendent que très peu des conditions météorologiques.

- Les hydroliennes n'occupent pas de parcelles de terres additionnelles. Leur implantation ne risque donc pas d'être compromise par la compétition croissante pour l'occupation des espaces sur la terre ferme. Leur impact sur les activités humaines est faible si elles sont installées à une profondeur adéquate.
- L'impact visuel est nul ou minime selon la technologie utilisée. L'impact sonore sur la population environnante est également nul, ce qui présente un avantage par rapport à l'énergie éolienne.
- Les impacts environnementaux et physiques de l'exploitation d'hydroliennes sont faibles, en partie à cause de la faible vitesse de rotation des pales (chapitre 7). De plus, les risques pour la population sont minimes voir nuls. Ce n'est pas le cas pour les barrages hydroélectriques ainsi que les centrales nucléaires et thermiques.
- La technologie est modulaire et ne requiert donc pas un long temps d'installation ni de grands travaux de génie civil. Les revenus viennent rapidement après l'investissement initial, contrairement aux longs délais inhérents aux grands barrages hydroélectriques, aux barrages à marées et, dans une moindre mesure, aux centrales nucléaires.
- Plusieurs études mentionnées à la section 2.6 ont démontré que la ressource est importante et que la technologie a le potentiel de contribuer de façon significative aux besoins énergétiques futurs.
- Des études mentionnées à la section 2.6 ont également démontré que la technologie peut être compétitive, à moyen terme, par rapport aux autres sources d'énergie et donc économiquement rentable.
- Les coûts d'entretien et d'exploitation sont faibles, une fois les hydroliennes implantées, puisque la technologie est modulaire (BB&V 2001).
- La technologie est très adaptable. Elle peut être installée très rapidement afin de répondre à la demande énergétique de petits ou de gros marchés. De plus, de

nombreux centres urbains sont situés à proximité de côtes marines ou de rivages fluviaux.

3.1.2 Désavantages

- La technologie n'est encore qu'au stade de développement. Aucune turbine commerciale n'est présentement opérationnelle, bien que plusieurs entreprises soient près d'atteindre ce but.
- Les estimés du coût de production du kWh demeurent encore élevés, comparés à ceux de modes de production électrique plus conventionnels (entre 3 et 4,5 ¢/kWh au Québec pour les centrales hydroélectriques existantes, Hydro-Québec 2006), mais pourraient bientôt être de l'ordre de ceux des énergies vertes (généralement entre environ 7,7 et 9 ¢/kWh au Québec, Hydro-Québec 2006). L'étude réalisée par BB&V (2001) a établi que le coût de production du kWh, pour les hydroliennes, pourrait ultimement se situer entre 7 et 11 ¢ du kWh (dollars canadiens de 2006), pour des sites ayant une profondeur d'eau entre 20 et 50 m et présentant des vitesses maximales en période de vives-eaux de plus de 2 m/s. Cet estimé est basé sur le modèle d'hydrolienne à deux turbines de MCT (voir section 4.1.1), avec une économie d'échelle rendue possible par l'installation de plusieurs unités. Le rapport a aussi conclu que l'ordre de grandeur du coût du kWh ainsi estimé justifie que l'on s'intéresse commercialement à la technologie. Selon TC (2002), avec le même modèle d'hydrolienne, le coût futur du kWh descend entre 5 et 7 ¢ (dollars canadiens de 2002) pour des sites présentant des vitesses maximales de plus de 3,5 m/s. Selon BB&V (2001), le coût devient commercialement compétitif, avec les modes de production électrique plus conventionnels, entre 4 et 6 ¢ du kWh (dollars canadiens de 2006) pour le marché énergétique anglais.
- Au Canada, le développement de la technologie est peu soutenu financièrement par les gouvernements, contrairement aux pays européens qui sont en avance, en

particulier l'Allemagne, la Norvège et le Royaume-Uni. Technologies du développement durable Canada (2004), un OSBL, a tout de même annoncé en juillet 2005 qu'elle investira plusieurs millions de dollars dans 15 nouveaux projets de technologies propres, dont celui de Clean Current Power Systems Inc. qui consiste à implanter une hydrolienne dans une réserve écologique de la Colombie-Britannique pour remplacer des groupes électrogènes. Le Conseil national de Recherches Canada est en train d'élaborer d'un atlas canadien qui fait l'inventaire de la ressource énergétique contenue dans les courants de marée côtiers (Cornett 2005).

- La production d'énergie à l'aide des courants de marée varie de manière significative dans une même journée pour un même site. La période de 12 h 25 minutes du cycle de marée semi-diurne décale également de 50 minutes les pointes de production énergétique à chaque jour. Ce décalage peut créer des difficultés supplémentaires pour l'intégration au réseau de distribution ou lorsqu'il faut répondre aux pointes de la demande énergétique. Cependant, puisque l'énergie disponible est prévisible des années à l'avance, avec un niveau de précision considérable, il est possible de la choisir préférentiellement et de régulariser les apports énergétiques provenant d'autres filières, comme les barrages hydroélectriques au Québec, à l'aide de contrôles électroniques. On peut également recourir à d'autres méthodes pour faciliter l'intégration au réseau. La production énergétique de différents sites qui ne présentent pas la même phase peut, par exemple, être combinée afin d'atténuer, sinon aplanir, la variabilité temporelle de la ressource. En effet, le moment où l'énergie produite est maximale ou minimale peut varier d'un site à l'autre. Une autre alternative consiste à coupler le système de production énergétique avec des systèmes pouvant emmagasiner l'énergie afin de la retransformer en électricité plus tard. Par exemple, le surplus énergétique provenant des courants de marée pourrait alors être utilisé pour électrolyser de l'eau afin de produire de l'hydrogène. Le gaz serait ensuite emmagasiné pour usage ultérieur, lorsque la demande

énergétique augmente et que l'énergie directement produite à l'aide des marées est plus faible. L'hydrogène serait alors reconvertis en électricité à l'aide de piles à hydrogène. L'efficacité de ce type de système est d'environ 65 % et le développement de cette technologie est encore à un stade expérimental. Un projet impliquant un tel système et une hydrolienne est présentement en cours en Écosse (Robert Gordon University 2006).

Tableau 3.1: Comparaison de différents facteurs caractérisant les diverses filières énergétiques

Source d'énergie	Énergie renouvelable	Impacts environnementaux minimes	Source énergétique prévisible	Impact visuel minime	Aucun risque pour la population	Faible coût d'exploitation actuellement	Faible coût d'implantation actuellement
Fossile	×	×	✓	×	×	×	✓
Nucléaire	×	×	✓	×	×	×	✓
Éolienne	✓	✓	×	×	✓	✓	×
Solaire	✓	✓	×	×	✓	✓	×
Hydroélectrique	✓	×	✓	×	×	✓	*
Vagues	✓	✓	×	✓	✓	✓	×
Courants de marée	✓	✓	✓	✓	✓	✓	×

✓ : oui

✗ : non

* : relatif

3.2 Comparaison avec l'énergie éolienne

Depuis quelques années, le développement de l'industrie éolienne a pris une vitesse de croisière au Québec. Les principes de base qui régissent l'extraction énergétique des courants de marée par les hydroliennes sont identiques à ceux relatifs aux éoliennes. Malgré cette analogie, il existe des différences majeures dans la conception des hydroliennes, principalement à cause de la densité beaucoup plus élevée de l'eau

comparée à celle de l'air. Parce qu'elles sont submergées, les hydroliennes présentent donc des défis différents que ceux qui sont associés aux éoliennes. Certains sont plus complexes tandis que d'autres sont plus faciles à gérer.

3.2.1 Avantages par rapport à l'énergie éolienne

La densité énergétique d'un courant de marée rapide est environ quatre fois plus élevée que celle d'un site éolien balayé par un bon vent. Parce que l'eau est environ 800 fois plus dense que l'air, une hydrolienne opérant dans un courant de 2,3 m/s produit plus de quatre fois plus d'énergie par unité d'aire de turbine qu'une éolienne mue par un vent de 13 m/s (vitesse nominale d'une éolienne typique) (DTI et al. 2003). Le diamètre des turbines à marée est moins de la moitié de celui d'une éolienne pour la même puissance nominale. Le coût de production des hydroliennes est donc moindre. La figure 3.1 présente une comparaison schématique de la taille d'une hydrolienne par rapport à une éolienne pour une même puissance nominale.

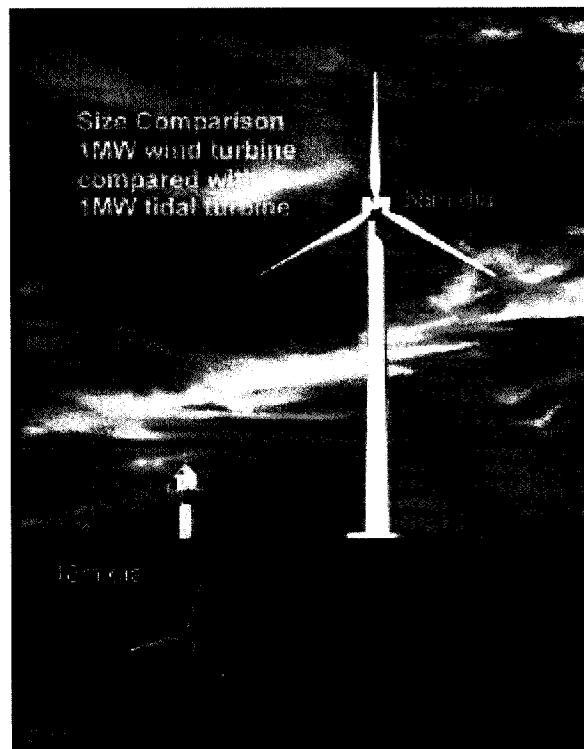


Figure 3.1 : Comparaison du diamètre d'une éolienne et d'une hydrolienne pour une même puissance nominale
Courtoisie de Marine Current Turbines Ltd

Vu la grande prévisibilité des courants de marée, la conception des hydroliennes est simplifiée puisque chaque composante est soumise à un éventail de forces connues avec un haut degré de certitude. La vitesse du vent, quant à elle, est dépendante des conditions atmosphériques et ne peut être prédite plus de quelques heures à l'avance (EPRI 2005), tout en demeurant sujette à des variations importantes dans un court laps de temps. De plus, les éoliennes sont soumises, à un moment ou l'autre, à des tempêtes de forte intensité. Elles doivent donc être construites pour les supporter et être munies de mécanismes leur permettant de *décrocher* lors de vents extrêmes qui pourraient les endommager. Généralement, les éoliennes sont conçues pour supporter les tempêtes avec une période de récurrence de 100 ans (EPRI 2005). Les conditions de tempête sous-marine sont, quant à elles, relativement bénignes et n'affectent pas la conception des hydroliennes. Tous ces facteurs augmentent les coûts de production des éoliennes par

rappor t aux hydroliennes. Par ailleurs, puisque la quantité d'énergie produite par les hydroliennes est prévisible, elle est plus facile à intégrer au réseau de distribution électrique que l'énergie éolienne.

Contrairement aux vents qui peuvent provenir de n'importe quelle direction, les courants de marée canalisés conservent pratiquement toujours la même orientation en changeant de sens au moment de la renverse. L'hydrolienne capte l'énergie dans un sens et dans l'autre grâce à un système complet de contrôle à calage variable de pale (voir section 5.2.1). La nacelle d'une éolienne doit quant à elle se tourner en direction du vent dominant. Un tel dispositif d'orientation est souvent coûteux et s'ajoute au coût du dispositif de contrôle à calage variable de pale également nécessaire pour changer l'angle d'attaque des pales selon la vitesse du vent. De plus, comme les courants de marée ont sensiblement toujours la même orientation, la densité d'installation latérale des hydroliennes perpendiculaire aux courants peut être plus grande que pour les éoliennes pour une même superficie de site (Bryden et Melville 2004).

On remarquera enfin que les hydroliennes sont complètement submergées ou presque. Leur impact visuel est beaucoup moins grand que celui des éoliennes, ce qui les rend plus tolérables aux yeux du public.

3.2.2 Désavantages par rapport à l'énergie éolienne

L'installation et l'entretien des hydroliennes en environnement marin constituent un défi technologique évident. Dans le cas où il faut forer un trou dans le sol marin pour maintenir l'hydrolienne en place, l'installation nécessite l'utilisation d'un chaland-élévateur ("jack-up barge"), un navire pouvant s'appuyer sur le fond marin, dont le coût de location est plus élevé que celui des grues requises pour l'érection d'éoliennes sur la terre ferme. Il est à noter cependant que des contraintes semblables se présentent également dans le cas d'installation d'éoliennes en mer. D'autres mécanismes de

maintien des hydroliennes, tel que du leste ou des systèmes d'ancrages particuliers, permettent cependant une installation moins coûteuse, bien que ces mécanismes puissent s'avérer moins stables. Plusieurs entreprises travaillent présentement à perfectionner la technologie pouvant fixer les hydroliennes à des coûts compétitifs.

Pour ce qui est de l'entretien, certains concepteurs ont prévu un mécanisme permettant de retirer temporairement chaque turbine de l'eau pour éviter d'effectuer les travaux d'entretien et de réparation sous l'eau. Autrement, des plongeurs ou des sous-marins télécommandés doivent être employés pour réaliser ces travaux en dehors des périodes de forts courants. La profondeur d'installation est alors limitée et les coûts d'entretien sont plus grands (Bryden et Melville 2004).

Bien que les hydroliennes ne soient pas soumises à des conditions exceptionnelles de tempête comme les éoliennes, elles doivent résister quotidiennement à de plus grandes forces de poussée, dans la direction axiale, puisque l'eau est beaucoup plus dense que l'air et parce que leur rotor tourne moins vite. Les charges appliquées sur une hydrolienne sont principalement des forces composées de flexion-torsion tandis que ce sont des forces de gravité et de tension (dues à la rotation rapide du rotor) qui prédominent avec les éoliennes. Par exemple, tel que démontré par Fraenkel (2004), une hydrolienne typique d'une puissance nominale de 1 MW débite environ 900 tonnes d'eau par seconde. Une éolienne de même puissance débite, quant à elle, environ 35 tonnes d'air par seconde. Le taux d'écoulement de masse plus élevé génère des forces composées de flexion-torsion dans la direction axiale beaucoup plus intenses sur les pales du rotor de l'hydrolienne. Ces forces sont de moins grande ampleur pour l'éolienne et ont tendance à être équilibrée par les forces de tension découlant de la rotation; le rotor d'une hydrolienne tourne trop lentement pour équilibrer ces dernières. De plus, la base de la structure de l'hydrolienne doit être conçue pour résister à la force de réaction qui découle de l'extraction énergétique. L'ensemble de la structure doit, quant elle, être principalement conçue pour supporter la poussée générée par

l'écoulement, le poids de la turbine étant partiellement supporté par l'eau. La structure d'une éolienne doit plutôt être conçue pour supporter le poids de la turbine. Un des plus grands défis technologiques des hydroliennes est donc structurel puisqu'elles supportent de très grandes forces de poussée et de flexion-torsion dans la direction axiale. Ceci augmente évidemment leur coût relatif de production.

Les derniers défis technologiques propres aux hydroliennes sont liés aux opérations submergées. Les hydroliennes sont sujettes à la corrosion et à l'envahissement de leur structure par des végétaux marins. Ces deux problèmes nécessitent le développement et l'utilisation de matériaux et d'enduits coûteux. La croissance de végétaux sur le rotor doit absolument être contrôlée car elle risque d'augmenter la rugosité de sa surface et de diminuer ainsi son rendement énergétique. Il peut donc être nécessaire d'enlever périodiquement et mécaniquement l'accumulation de végétaux marins sur les parties mobiles de l'hydrolienne.

Finalement, dans le cas de l'utilisation de l'eau comme source énergétique, il faut composer avec le phénomène de cavitation, en limitant la vitesse de rotation en extrémité de pale à environ 10 à 12 m/s (Fraenkel 2004). Sinon, la cavitation dégrade la surface des pales et conséquemment la performance de la turbine, en créant des cavités le long de celles-ci, lorsque la couche limite se sépare du côté où il y a succion. Même si le phénomène de cavitation est connu et contrôlé pour les turbines hydroélectriques, l'approche pour éviter ce problème est différente avec les hydroliennes car leurs pales sont généralement plus longues. Règle générale, un choix approprié de profil de pale et de matériau permet de limiter les problèmes de cavitation.

CHAPITRE 4. ENTREPRISES ET PROTOTYPES

À ce jour, quatre types de mécanismes pouvant extraire l'énergie contenue dans les courants de marée et les écoulements fluviaux ont été élaborés. Il s'agit :

- des hydroliennes à axe horizontal ;
- des hydroliennes à axe vertical : La conception de ces turbines dont l'axe de rotation est perpendiculaire au courant a également été inspirée de l'industrie de l'énergie éolienne ;
- des mécanismes de type hydroptère ("hydrofoil") : Le fluide entrant force l'hydroptère à osciller. Le mouvement ainsi engendré permet d'étendre et de contracter des cylindres hydrauliques. Cette action génère un flot qui actionne ensuite un générateur (B&V 2004, Bryden et Melville 2004);
- des mécanismes de type venturi : Le fonctionnement de ces mécanismes est basé sur la loi de Bernoulli. L'eau présente dans le milieu environnant est accélérée à travers un venturi afin de créer une différence de pression dans le mécanisme. La baisse de pression est utilisée pour actionner des turbines qui peuvent se trouver au-dessus de l'eau, voir même sur la côte (B&V 2004).

La présente étude se concentre principalement sur les hydroliennes à axe horizontal. Ce sont ces modèles qui se trouvent présentement au stade de développement le plus avancé. Ce chapitre présente quatre entreprises oeuvrant dans le domaine ainsi que leurs technologie et prototypes. Bien que plusieurs prototypes aient été testés, aucun de ces concepteurs, sauf peut-être la corporation Underwater Electric Kite, n'a encore mis en marché un modèle commercial de sa technologie.

4.1 Marine Current Turbines Ltd

Marine Current Turbines Ltd (MCT) est une entreprise anglaise qui a été formée en 1999. C'est un leader européen très important dans la recherche et le développement d'hydroliennes à axe horizontal pour l'environnement marin. MCT est subventionnée par le gouvernement anglais (UK Department of Trade and Industry) et est constituée de plusieurs partenaires industriels expérimentés dans la réalisation de projets en mer dont Seacore Ltd, IT Power Ltd, Bendals Engineering et EDF Energy plc.

4.1.1 La technologie de Marine Current Turbines Ltd

Pour que la technologie de MCT soit rentable, la V_{mmv} (vitesse moyenne annuelle maximale en période de vive-eau) des courants de marée doit être supérieure à 2,25 – 2,5 m/s et les profondeurs d'eau doivent se situer entre 20 et 40 m. Le modèle commercial qui devrait entrer sur le marché d'ici 2007-2008 consiste en un module comprenant deux turbines jumelles à axe horizontal, montées sur une extension ressemblant à une aile, de chaque côté d'un monopole d'environ 3 m de diamètre (figure 4.1). Un des grands avantages de cette disposition est que les rotors ne se retrouvent pas dans le sillage du monopole lorsque le courant provient de cette direction. L'énergie captée est ainsi plus grande et le risque de dommage aux rotors plus faible. Deux turbines installées sur le même monopole peuvent également fournir le double de l'énergie d'un seul rotor à moins du double du coût. Chaque rotor fait tourner un générateur via un multiplicateur de vitesse; ces deux appareils sont contenus dans une nacelle. Les contrôles électriques ainsi que l'équipement de transmission sont logés dans un caisson situé sur le dessus du monopole qui émerge de l'eau.

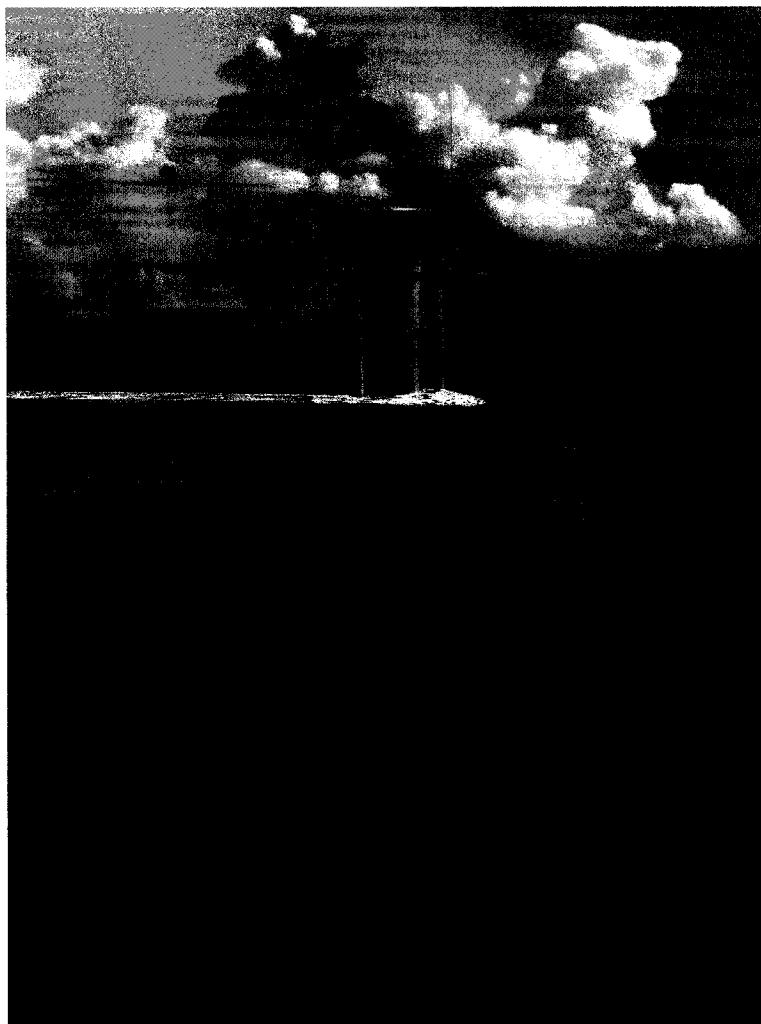


Figure 4.1 : L'hydriolienne à deux turbines de Marine Current Turbines Ltd (modèle commercial)

Courtoisie de Marine Current Turbines Ltd

Le diamètre de chaque turbine varie entre 15 et 20 m selon la profondeur de la section d'écoulement. Les turbines tournent en sens opposé afin de minimiser les forces résultantes sur la structure de soutien. Les turbines opèrent dans les deux directions du courant de marée, c'est-à-dire avec le flot et le jusant, à l'aide d'un dispositif de contrôle à calage variable de pale complet qui tourne les pales de 180° à la renverse. La puissance nominale ("rated power") de chaque turbine va de 750 à 1 500 kW, dépendamment de ses caractéristiques conceptuelles, de l'écoulement local et des vitesses de pointe du site.

Un ingénieux mécanisme breveté par MCT permet de remonter les turbines et leurs unités de puissance au-dessus du niveau de la mer. Elles sont donc facilement accessibles à de petits navires de service pour l'entretien. Ce mécanisme limite les coûts des opérations sous-marines. En revanche, ceci implique qu'une partie de la structure est émergée. Le trafic maritime est donc impossible au-dessus des hydroliennes et elles ne peuvent être installées là où il y a une couverture de glace en période hivernale.

Le monopole d'acier est scellé à l'intérieur d'un trou préalablement foré dans le fond marin. MCT a choisi cette technique d'installation parce qu'elle a déjà fait ses preuves pour divers types de projets dans l'industrie marine, dont l'installation d'éoliennes en mer. Elle s'accorde avec plusieurs types de sol allant de la roche solide à molle en passant par les matériaux fracturés. Ce type d'ancrage limite cependant la profondeur maximale à laquelle les modules peuvent être installés, soit environ 40 à 50 m. En effet, les stress induits sur la structure exigerait un monopole de diamètre beaucoup plus grand et peut-être même disproportionné pour des profondeurs dépassant 40 m. La structure coûterait conséquemment plus cher à produire et à installer. De plus, le trou doit être foré à partir d'un chaland-élévateur. Actuellement, les chalands-élévateurs disponibles sur le marché ne peuvent pas travailler à des profondeurs dépassant 40 à 50 m.

Des hydroliennes de deuxième génération, pouvant être déployées dans des profondeurs allant de 40 à 80 m, pourraient être disponibles d'ici 2010 selon Peter Fraenkel, Directeur technique de MCT (DTI et al. 2003). Ces hydroliennes porteraient des turbines à plus large rotor, seraient plus puissantes et potentiellement davantage rentables (Fraenkel 2004). Ces mécanismes de deuxième génération comprendraient un dispositif flottant maintenu en place par un système d'ancrage. Le tableau 4.1 résume l'ensemble des caractéristiques conceptuelles des turbines de MCT.

Tableau 4.1 : Caractéristiques conceptuelles des hydroliennes de Marine Current Turbines Ltd

MCT	
Axe	horizontal
Nombre de turbines par module	2
Nombres de pales par turbine	2
Première génération	
V_{mmv} (m/s)	2,25 à 2,5
Profondeur minimale (m)	20
Profondeur maximale (m)	40-50
Diamètre de la turbine (m)	15 à 20
Vitesse de rotation (r/min)	10 à 20
Type de support	monopole de 3 m de diamètre
Deuxième génération	
Profondeur maximale (m)	80
Type de support	flottant avec ancrages
Autres détails techniques	
Puissance nominale par turbine (kW)	750 à 1 500
Maintenance	hors de l'eau
Trafic maritime permis	non
% de la structure qui est émergée	33,33
C_p (%)†	environ 45
Contrôle à calage variable de pale complet	oui
Matériau: structure	acier
Matériau: turbines	matériaux composites renforcés de fibres de verre et de carbone
Durée de vie des turbines	plus de 20 ans
Durée de vie de la structure	plus de 40 ans

† Le rendement mécanique du rotor, C_p , est traité au chapitre 5.

4.1.2 Les prototypes de Marine Current Turbine Ltd

Cette section décrit les tests effectués à ce jour par MCT et ceux prévus prochainement dans le cadre d'un projet de recherche et développement subdivisé en trois phases.

Phase 1: Seaflow (1999-2006)

Les travaux de la phase 1 du projet se sont effectués de 1999 à 2002. En mai 2003, un premier prototype, le "Seaflow", a été installé en mer à 3 km des côtes de Lynmouth, au Devon, en Angleterre. Le prototype, toujours en opération, est constitué d'une seule turbine de 11 m de diamètre qui déploie une puissance nominale de 300 kW. C'est la première hydrolienne en mer à produire de l'électricité pendant une aussi longue période. Le prototype n'est cependant pas relié au réseau de distribution électrique. Un circuit de décharge ("dump load") installé en lieu de connexion dissipe l'énergie produite. Cette phase du projet a été un succès et a permis d'accumuler plusieurs données sur les opérations de la turbine qui confirment sa viabilité technique.

Phase 2 : Seagen (2004-2007)

La phase 2 du projet a débuté en 2004 avec la conception du "Seagen", le premier prototype à caractère commercial de MCT. L'hydrolienne "Seagen" est constituée de deux turbines ayant chacune une puissance nominale de 500 kW. Le prototype devrait être installé dans le détroit Strangford, en Irlande du Nord, au cours de 2006 et sera relié au réseau national de distribution électrique.

Phase 3 : Seagen Array (2006 et plus)

Dès 2006, MCT procèdera à la dernière phase de développement avec le déploiement d'une centrale hydrolienne de dix modules. La puissance installée de la centrale sera d'environ 10 MW. Cette phase sera partiellement financée par la vente d'électricité générée par le projet.

4.2 Hammerfest STRØM AS

Hammerfest Strøm AS (HS) est une entreprise norvégienne qui, en collaboration avec ABB, Rolls Royce, Sintef et Statoil, a développé le premier prototype d'hydrolienne marine relié à un réseau de distribution électrique, celui de la ville de Hammerfest en Norvège (voir section 4.2.2).

4.2.1 La technologie de Hammerfest Strøm AS

Les hydroliennes de HS ont été conçues pour l'environnement marin. La longueur des pales des turbines du centre du moyeu à leur pointe varie entre 10 et 16 m. Chaque turbine est montée sur une structure en acier de 120 tonnes et d'une hauteur de 20 m qui est déposée sur le fond marin. Cette structure est maintenue en place par du lest totalisant 200 tonnes (figure 4.2).

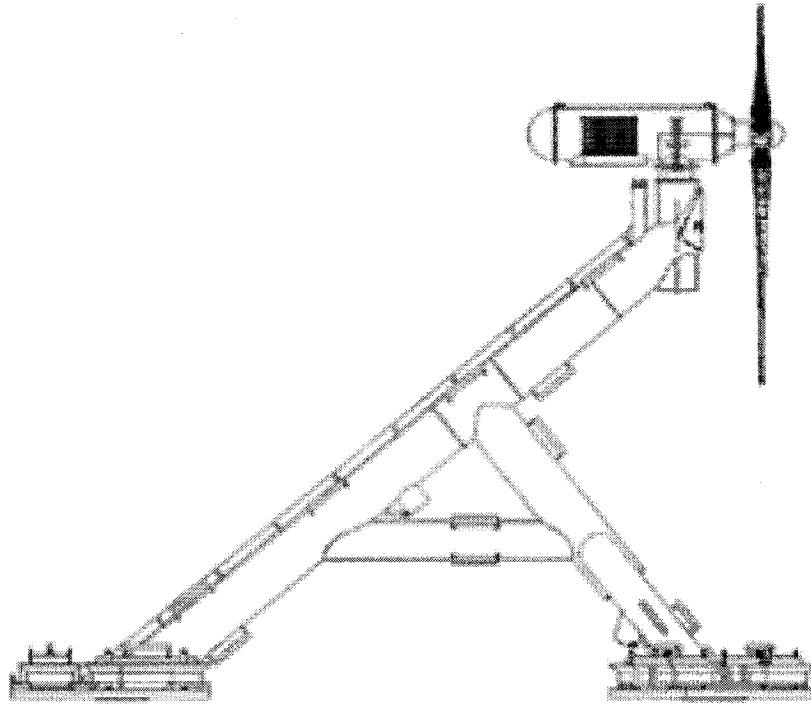


Figure 4.2 : L'hydrienne de Hammerfest Strøm As
Courtoisie de Hammerfest Strøm As

L'ensemble de l'unité est complètement submergé et permet ainsi le trafic maritime au-dessus des machines tout en étant à l'abri de la formation d'une couverture de glace. Les trois pales du rotor de la turbine s'orientent automatiquement dans le sens du courant en tournant sur leur propre axe à la renverse. Le tableau 4.2 résume l'ensemble des caractéristiques conceptuelles des turbines de HS. La plupart de celles-ci sont tirées du projet d'implantation de la ville d'Hammerfest (voir section 4.2.2) et du site web de HS.

Tableau 4.2 : Caractéristiques conceptuelles des hydroliennes de Hammerfest Strøm As

HS	
Axe	horizontal
Nombre de turbines par module	1
Nombre de pales par turbine	3
Vitesse maximale (m/s)	2,5
Vitesse moyenne (m/s)	1,8
Profondeur minimale (m)	environ 35
Profondeur maximale actuelle (m)	50
Diamètre de la turbine (m)	20 à 32
Type de support	structure d'acier avec système de lestage
Hauteur moyenne du support (m)	20
Puissance nominale par turbine (kW)	300 à 600
Maintenance	sous l'eau
Trafic maritime possible	oui
% de la structure qui est émergée	0
Contrôle à calage variable de pale complet	oui
Matériau: structure	acier
Matériau: turbines	plastique renforcé de fibre de verre

4.2.2 Les prototypes de Hammerfest Strøm As

Phase 1 : Une turbine de 300 kW dans le détroit de Kvalsundet (2002-2003)

Ce prototype d'HS, installé dans le détroit de Kvalsundet, est donc relié au réseau de distribution électrique de la ville d'Hammerfest (1088 habitants). L'installation du prototype d'une puissance nominale de 300 kW a été complétée en 2003 et devrait générer annuellement 700 MWh. La profondeur d'eau moyenne au site d'implantation est de 50 m, ce qui permet une profondeur de navigation d'environ 19 m, puisque la structure totalise 31 m, avec un diamètre de turbine de 20 m. La vitesse moyenne du courant est de 1,8 m/s et sa vitesse maximale est de 2,5 m/s.

Le détroit de Kvalsundet est riche en vie aquatique; des animaux marins, comme le phoque et de petites baleines, et plusieurs espèces d'oiseaux plongeurs y sont souvent observés. Le suivi des conditions physiques déterminant l'énergie captée et des caractéristiques biophysiques des écosystèmes locaux permettra d'identifier les impacts possibles sur l'environnement physique et biologique. Les résultats serviront à améliorer le prototype.

Phase 2 : Une centrale hydrolienne de 20 turbines (2003-2008)

La phase 2 consiste à installer 20 turbines dans le détroit de Kvalsundet d'ici 2008 pour une production annuelle de 32 GWh.

4.3 Blue Energy Canada Inc.

Blue Energy Canada Inc. (BEC) a été fondée par Barry Davis et Martin Burger, il y a environ 11 ans. Davis, un vétéran du génie aérospatial, avait, au sein de son ancienne entreprise, Nova Energy, entrepris divers travaux en laboratoire et des tests *in situ* de turbines à axe vertical de type Darrieus. Le travail de recherche avait été financé par le gouvernement canadien via le Conseil national de recherches (1980-1984). Au cours des années 1990, Nova Energy est devenue BEC.

4.3.1 La technologie de Blue Energy Canada Inc.

Chaque turbine de type Darrieus de BEC comprend 4 pales fixes. La rotation de la turbine verticale est unidirectionnelle et fonctionne avec le flot et le jusant. Les turbines sont montées dans des caissons de béton qui, en plus de canaliser l'eau vers la turbine, supportent le multiplicateur de vitesse et le générateur. Ceux-ci émergent de la surface et sont facilement accessibles pour l'entretien, ce qui représente un avantage considérable.

Les hydroliennes de BEC peuvent être assemblées selon deux configurations principales. Elles peuvent d'abord être installées en groupe de deux turbines de 250 kW chacune (figure 4.3). Cette configuration est plus particulièrement appropriée pour des besoins industriels ou en région éloignée, là où les besoins énergétiques ne peuvent être comblés, pour le moment, que par le carburant diesel. La deuxième configuration permet de produire de l'électricité à grande échelle. Plusieurs turbines sont jointes ensemble afin de créer une barrière qui traverse un passage océanique (figure 4.4). Ces barrières pourraient mesurées plusieurs kilomètres de long et opérer à des profondeurs allant jusqu'à 70 m. Ce genre d'arrangement pourrait produire des milliers de mégawatts. Ces barrières présentent également un avantage économique potentiel puisqu'elles pourraient avoir une deuxième fonction en servant de pont. Pour le moment, il y a peu d'information disponible concernant les impacts d'un tel type de pont sur l'environnement. Le tableau 4.3 résume l'ensemble des caractéristiques conceptuelles des turbines de BEC.

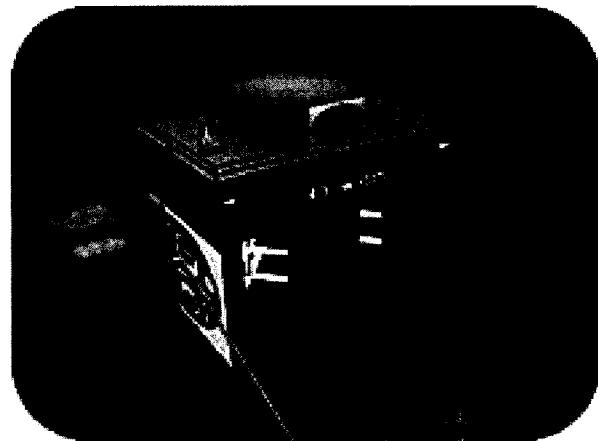


Figure 4.3 : La configuration à deux turbines de Blue Energy Canada Inc.
Courtoisie de Blue Energy Canada Inc.

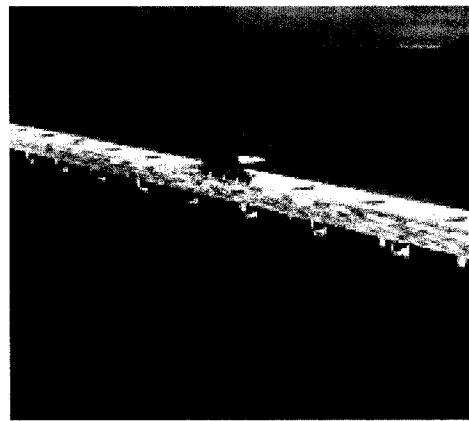


Figure 4.4 : La barrière de Blue Energy Canada Inc.

Courtoisie de Blue Energy Canada Inc.

Tableau 4.3 : Caractéristiques conceptuelles des hydroliennes de Blue Energy Canada Inc.

BEC	
Axe	vertical
Nombre de turbines par module	1, 2, plusieurs (barrière)
Nombre de pales par turbine	4
Profondeur maximale (m)	70 (barrière)
Type de support	caisson de béton ou barrière
Puissance nominale par turbine (kW)	250
Entretien	submergé et émergé
Trafic maritime possible	non
Structure émergeante	oui, en surface
Fonctionne avec le flot et le jusant	oui
Matériau: structure	béton armé et acier

4.3.2 Les prototypes de Blue Energy Canada Inc.

Dans les années 80, divers prototypes de BEC soutenus par le Conseil national de recherches Canada ont été construits et testés. Les résultats auraient été encourageants mais il y a peu d'information disponible. BEC poursuit présentement le développement d'un projet de démonstration d'une turbine pré-commerciale à axe vertical de 500 kW. Elle devrait être installée en mer près des côtes de la Colombie-Britannique.

4.4 Underwater Electric Kite

Underwater Electric Kite (UEK) est une entreprise américaine qui fait de la recherche et développement sur les hydroliennes depuis 1981. Après avoir exploré plusieurs configurations, UEK croit maintenant avoir trouvé un design efficace et dont le rendement est concurrentiel avec d'autres sources énergétiques. C'est l'entreprise qui a réalisé le plus de tests en milieu naturel de sa technologie (TC 2002).

4.4.1 La technologie de Underwater Electric Kite

Comme chez MCT, chaque module fabriqué par UEK comprend deux turbines jumelles qui fonctionnent dans les deux sens du courant. Les turbines sont complètement submergées. Ces hydroliennes présentent trois différences majeures par rapport aux autres systèmes présentés précédemment : d'abord, elles sont beaucoup plus petites en terme de diamètre ; elles ont été conçues pour s'accorder autant à l'environnement fluvial que marin et, finalement, elles sont fixées en place par des ancrages et amarres, d'où le nom "underwater electric kite", cerf-volant électrique submersible (figure 4.5).

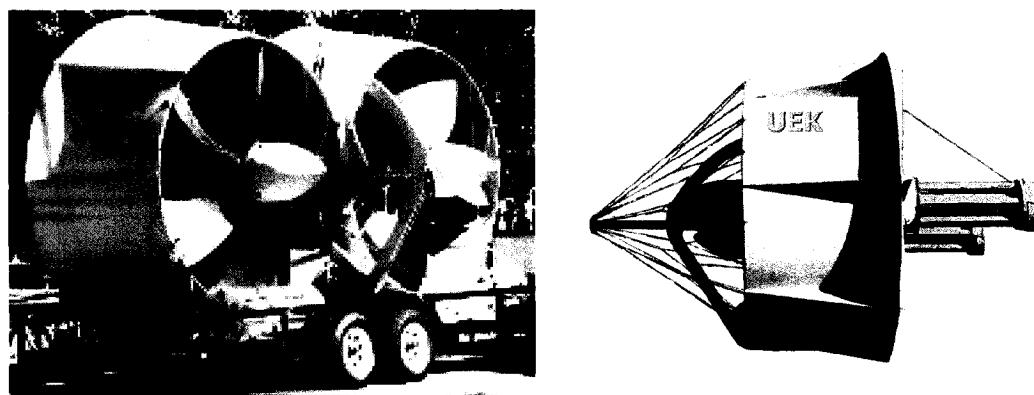


Figure 4.5 : Les turbines de Underwater Electric Kite

Courtoisie de la corporation Underwater Electric Kite

En effet, une des caractéristiques assez unique des turbines de UEK est que le module a une flottabilité positive et peut être maintenu en place par un système simple d'ancrage sur une plaque fixée au fond. Les modules peuvent également être amarrés à des structures existantes comme des ponts ou des plates-formes flottantes. Des contrôles de position latérale permettent de garder le module dans le cœur du courant. Les turbines ont un avantageux rendement total (de l'eau à la transmission électrique) de 57,1 %.

Ces hydroliennes donnent un bon rendement lorsque les vitesses d'écoulement se situent entre 4 et 8 nœuds (environnement marin et fluvial). La puissance nominale de chaque turbine est de 45 kW, soit 90 kW par module. La dimension des turbines dépend des conditions du lieu d'implantation. Elles sont également ceinturées par un anneau qui augmente le diamètre total de la structure. Pour l'instant, le diamètre des turbines de UEK varie entre environ 2,4 et 6,7 m. Finalement, les poissons, les mammifères et les oiseaux marins sont protégés des turbines par un grillage et des émetteurs de bulles.

Puisqu'il n'y a pas de structure de support à déployer et que les turbines de UEK sont relativement petites, elles peuvent être installées très rapidement. Ce genre de modèle pourrait répondre rapidement à la demande énergétique de régions éloignées. Le tableau 4.4 résume l'ensemble des caractéristiques conceptuelles des turbines de UEK.

Tableau 4.4 : Caractéristiques conceptuelles des hydroliennes de Underwater Electric Kite

UEK	
Axe	horizontal
Nombre de turbines par module	2
Nombre de pales par turbine	5
V minimale (m/s)	2,06 (4 noeuds)
V maximale (m/s)	4,11 (8 noeuds)
Profondeur d'implantation actuelle (m)	20 m ou moins
Diamètre de la turbine (m)	2,4 (8') à 6,7 (22')
Type de support	Ancrages, amarres et câbles
Puissance nominale par turbine (kW)	45
Maintenance	hors de l'eau
Trafic maritime possible	oui
% de la structure qui est émergée	0
Rendement total (%)	57,1
Contrôle à calage variable de pale complet	oui

4.4.2 Les prototypes de Underwater Electric Kite

UEK a testés plusieurs prototypes dans la baie Chesapeake, aux États-Unis, entre autres. Aucun détail sur les résultats des tests effectués ne peut cependant être trouvé sur le site Internet de l'entreprise ou dans la littérature.

Le marché de l'hydrolienne évolue rapidement et de plus en plus d'entreprises se forment dans le but de concevoir le meilleur mécanisme possible pour capter l'énergie des courants de marée. Citons, entre autres, les entreprises émergentes suivantes : Verdant Power LLC, Clean Current Power Systems Inc., New Energy Corporation Inc., Lunar Energy, TidalStream et Tidal Hydraulic Generators Ltd.

CHAPITRE 5. MÉTHODOLOGIE

Au Québec, plusieurs sites en environnement marin ou fluvial semblent offrir un potentiel intéressant pour l'installation d'hydroliennes. Il est cependant difficile d'obtenir une distribution de vitesses mesurées *in situ*, pour plusieurs de ces sites, et il faut donc effectuer diverses simulations numériques pour obtenir un échantillon de vitesses important. La présente étude s'est donc limitée aux environnements les plus prometteurs pour une première implantation d'hydroliennes au Québec; il aurait été très long d'évaluer systématiquement tous les sites, à la fois en milieu marin et fluvial. Les environnements choisis présentent des vitesses de courants élevées sur de grandes superficies et permettent donc l'implantation de plusieurs modules. Deux domaines d'étude, où les courants sont principalement dominés par les marées, ont finalement été retenus. Il s'agit de l'estuaire du Saint-Laurent (domaine 1), de Trois-Rivières au Cap de Bon-Désir, et de la région du détroit d'Hudson (domaine 2), incluant la baie d'Ungava et le bassin Foxe.

Ce chapitre traite de la méthodologie utilisée afin d'évaluer le potentiel énergétique contenu dans ces deux domaines. Les résultats et les conclusions de l'analyse sont donnés au chapitre 6. Les méthodes de calcul ont été élaborées à l'aide de l'information contenue dans les divers rapports et études mentionnés à la section 2.6 et des critères de conception propres aux différents modèles d'hydroliennes présentés au chapitre 4. Un organigramme méthodologique de l'étude est présenté à la page suivante. Un organigramme plus détaillé constitue l'annexe A; chaque étape est associée à une section du chapitre 5. La section du chapitre 6 où les résultats sont présentés est également mentionnée aux étapes respectives.

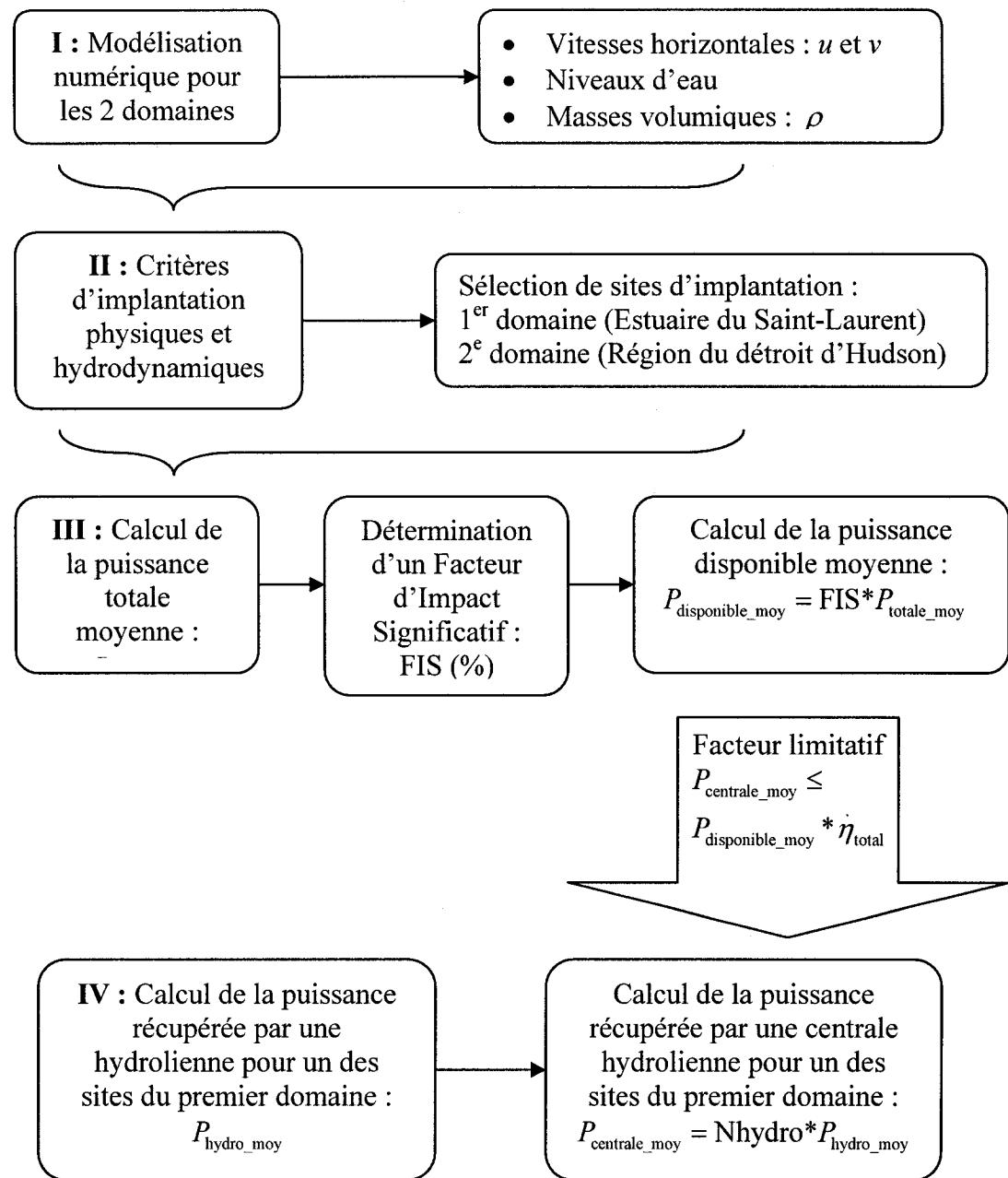


Figure 5.1 : Organigramme méthodologique en quatre étapes

5.1 Provenance des données de vitesses de courant de marée

Il y a peu de données disponibles, tirées de mesures in situ, sur la vitesse des courants de marée le long des côtes du Québec. Des prédictions de hauteurs de marée, fondées sur des observations, sont fournies quotidiennement par Pêches et Océans Canada. Les vitesses de courants ne sont cependant pas mesurées ni prédites sur une base aussi régulière. Quelques vitesses de surface ont été mesurées à l'aide de courantomètres au cours du 20^e siècle. Ces données sont toutefois trop ponctuelles, à la fois dans le temps et dans l'espace, pour permettre une évaluation complète et juste de la puissance contenue dans les courants de marée des eaux côtières du Québec.

Chaque année, Pêches et Océans Canada publie les Tables des marées et courants du Canada. Bien que plusieurs vitesses maximales de courant, associées au déplacement horizontal de la marée, s'y retrouvent pour la Colombie-Britannique, il n'y a aucune donnée pour le Québec. Le même organisme a aussi publié, pour la première fois en 1997, l'Atlas des courants de marée de l'estuaire du Saint-Laurent (Pêche et Océans Canada 1997). Des flèches y indiquent la direction et l'intensité des courants de surface à intervalles de 20 minutes. Cet atlas est conçu pour les navigateurs et montre les conditions climatiques moyennes rencontrées durant la saison estivale (juin à septembre). Il est produit à l'aide d'un modèle numérique hydrodynamique tridimensionnel qui a d'abord été développé par Backhaus (1985), puis ensuite modifié par Stronach et al. (1993), et Saucier et Chassé (1998). Ce modèle solutionne les équations hydrodynamiques en intégrant la topographie du fond, les débits moyens des rivières, les prédictions de la marée (niveaux d'eau réels imposés à Rimouski) et les conditions moyennes de stratification verticale (couches d'eau de densités différentes). La densité de l'eau varie donc avec les courants et le mélange turbulent. L'effet du vent n'est pas pris en compte.

Ce modèle numérique est fréquemment employé par l'équipe de l'Institut des sciences de la mer de Rimouski (ISMER) qui est dirigée par le Professeur François Saucier. En plus de l'estuaire du Saint-Laurent (Saucier et al. 1999), des modèles basés sur les mêmes équations hydrodynamiques sont également appliqués à la région de la baie d'Hudson, incluant le détroit d'Hudson, la baie d'Ungava et le bassin Foxe (Saucier et al. 2004), ainsi qu'au golfe du Saint-Laurent (Saucier et al. 2003). Pour cette étude, des simulations numériques spécifiques ont été réalisées par l'équipe de l'ISMER, pour l'estuaire du Saint-Laurent, la région de la baie d'Hudson, incluant le détroit d'Hudson, le bassin Foxe et la baie d'Ungava ainsi que pour le golfe du Saint-Laurent jusqu'au détroit de Cabot et Harrington Harbour sur la côte nord du Québec, afin de calculer des vitesses de courants tridimensionnelles et la variation de la masse volumique de l'eau, à différentes profondeurs pour différents espacements latéraux, ainsi que la variation du niveau de l'eau associée aux marées. La ressource énergétique de différents sites a ensuite été estimée à partir de ces données (voir section 5.2.4). La baie d'Hudson n'a pas été retenue dans le deuxième domaine étudié parce que les vitesses de courants calculées par le modèle n'y étaient pas assez élevées pour permettre une exploitation rentable d'hydroliennes. Les mêmes constats ont été réalisés dans le cas du golfe du Saint-Laurent, du moins pour les zones marines situées près du territoire québécois.

5.1.1 Modélisation des vitesses de courant de marée pour les deux domaines retenus

5.1.1.1 Estuaire du Saint-Laurent

Le modèle numérique (Backhaus 1985, Stronach et al. 1993, Saucier et Chassé 1998) a permis de calculer les vitesses des courants de marée pour l'estuaire du Saint-Laurent, entre Trois-Rivières et le cap de Bon-Désir, à toutes les heures, pour la période allant du 17 juillet au 15 août 2002. Ces valeurs constituent alors une série temporelle de 29 jours. Le débit fluvial a été imposé, au niveau de Trois-Rivières, à la frontière ouverte ouest

(9 401 et 8 900 m³/s en moyenne pour juillet et août respectivement). Tous les débits de tributaires dépassant 100 m³/s ont été intégrés dans les conditions frontières. Une comparaison des bassins versant jaugés et non-jaugés a été utilisée pour tenir compte des plus petites rivières non-jaugées. La grille de discréttisation de l'estuaire a une résolution de 400 m par 400 m dans le plan horizontal et les colonnes d'eau peuvent être divisées en un maximum de 35 cellules dont l'épaisseur varient avec la profondeur (les 7 couches supérieures ont 5 m d'épaisseur, les 22 suivantes 10 m, les 5 suivantes 15 m et la dernière 20 m). Le modèle est donc subdivisé en cellules tridimensionnelles d'une surface horizontale de 160 000 m² et en nombre variable dans la direction verticale selon la hauteur totale de la colonne d'eau.

Les valeurs des composantes de vitesse (u, v, w) représentent les vitesses moyennes selon x , y et z sur l'ensemble d'une cellule tridimensionnelle (voir la figure 5.3 pour la représentation des cellules dans une section transversale). Pour les fins du calcul de la puissance contenue dans une section d'écoulement, seules les valeurs de composante de vitesse u et v ont été retenues, puisqu'une hydrolienne ne peut pas capter l'énergie contenue dans la composante verticale de la vitesse. Par ailleurs, cette composante est généralement faible. Le module de la vitesse horizontale, U , est donc défini par l'expression suivante : $U = \sqrt{(u^2 + v^2)}$. Des valeurs de masse volumique de l'eau ont également été calculées pour chaque cellule tridimensionnelle, à chaque pas de temps. La hauteur des marées, quant à elle, est obtenue en faisant varier la hauteur de la surface libre des cellules de la couche d'eau supérieure. Ces cellules ont donc une épaisseur finale de 5 m plus ou moins la variation locale (positive ou négative) de hauteur de marée. Finalement, il est à noter que le modèle fournit également la bathymétrie de l'estuaire sur l'ensemble de la grille. La topographie du modèle provient du Service hydrographique du Canada.

On peut ensuite traiter les données de la série temporelle de 29 jours avec une analyse harmonique (Pawlowicz et al. 2002), pour en extraire les constantes harmoniques qui

permettent de générer les vitesses de courant pendant une année entière, pour n'importe quel pas de temps, pourvu que l'on ait au moins 29 jours de données. L'analyse harmonique recrée l'effet gravitationnel des principaux astres sur les courants de marée, en superposant diverses courbes sinusoïdales de différentes périodes et fréquences. En réalité, les marées ne suivent pas une variation sinusoïdale parfaite et cette hypothèse engendre un léger degré d'incertitude dont la magnitude varie pour chaque site.

5.1.1.2 Région du détroit d'Hudson

Le modèle développé par Backhaus (1983, 1985), ensuite modifié par Stronach et al. (1993) et Saucier et al. (2003), a permis de calculer les vitesses des courants de marée, les niveaux d'eau et les variations de masse volumique de l'eau dans la région du détroit d'Hudson, de la baie d'Ungava et du bassin Foxe, pour la période allant du 16 juillet au 16 août 1997, en créant alors une série temporelle de 31 jours, avec un pas de temps d'une heure. Les débits des rivières se déversant dans le système modélisé ont été imposés aux conditions frontières. Le modèle a également fourni des valeurs pour la baie d'Hudson et la baie James; ces zones n'ont cependant pas été retenues puisqu'elles ne présentent pas des vitesses de courant assez élevées pour l'implantation d'hydroliennes. La résolution latérale de la grille de discréétisation de ce domaine est de 10 km et les colonnes d'eau contiennent un maximum de 36 cellules (les 17 couches supérieures ont 10 m d'épaisseur, les 4 suivantes 20 m, les 5 suivantes 30 m et les 10 dernières 50 m). Les valeurs des composantes de vitesse ainsi que l'analyse harmonique sont traitées de la même manière que pour l'estuaire. La topographie du modèle provient de Sandwell et al. (2000) et Jackobsson et al. (1996). L'effet du vent n'a pas été pris en compte.

5.2 Analyse

5.2.1 Critères d'implantation physiques et hydrodynamiques

Les principaux critères qui déterminent le potentiel d'exploitation d'un site, pour les hydroliennes à marée, sont la profondeur d'eau et la vitesse du courant. Les spécifications techniques des divers prototypes présentés au chapitre 4 ainsi que des évaluations économiques réalisées dans le cadre d'études antérieures permettent de déterminer les conditions physiques et hydrodynamiques (bathymétrie et vitesse d'écoulement) qui assurent un rendement énergétique efficace de la technologie. Les mécanismes des entreprises MCT et HS, ou une combinaison technologique éventuelle des deux, sont les plus appropriés aux grandes profondeurs d'eau des deux domaines d'étude, à cause de leur large diamètre. Les calculs de la présente étude sont donc principalement basés sur ces deux types d'hydrolienne.

Profondeurs minimales et maximales

La profondeur minimale d'implantation dépend de la technologie utilisée ainsi que de la rentabilité de la machine en fonction de son diamètre. Pour les hydroliennes en environnement marin, comme celles de MCT, la profondeur minimale d'eau requise correspond à un niveau moyen de l'eau (NME) de 20 m afin que l'exploitation soit rentable (DTI et al. 2003, BB&V 2001). Ce critère s'applique probablement aussi aux turbines de HS. Pour de moins grandes profondeurs d'eau, des technologies comme celles de BEC (à deux turbines) et de UEK sont disponibles. Une autre entreprise, Verdant Power LLC, rapidement mentionnée au chapitre 4, a récemment développé des hydroliennes complètement submergées dont la hauteur totale une fois installées varie entre 7 et 8 m. Il reste à déterminer si l'implantation d'hydroliennes à des profondeurs d'eau inférieures à 20 m pourrait aussi être éventuellement rentable dans des milieux comme ceux de l'estuaire du Saint-Laurent et de la région du détroit d'Hudson. Les sites

présentant un NME de moins de 20 m n'ont cependant pas été considérés dans la présente étude.

La profondeur maximale pour les hydroliennes marines de première génération est de 50 m. Cette profondeur est déterminée par des limites structurelles et d'installation (voir section 5.2.5, *Profondeur d'installation de la turbine*). Selon Peter Fraenkel, directeur technique de MCT, des turbines de deuxième génération pourraient être installées à des profondeurs allant jusqu'à 80 m (DTI et al. 2003, Fraenkel 2004) (voir section 4.1.1). Le développement futur de la technologie pourrait permettre des installations à des profondeurs encore plus grandes. Des sites présentant des profondeurs d'eau de plus de 50 m ont donc été considérés dans cette étude.

Vitesses minimales et maximales

La vitesse minimale requise pour une exploitation rentable d'une centrale hydrolienne est définie à l'aide de la **vitesse maximale moyenne annuelle en période de vives-eaux** (V_{mmv}) ("Mean Spring Peak Velocity"). Elle représente la moyenne annuelle des vitesses de pointe absolues atteintes par les courants de marée à chaque période de vives-eaux dans l'année. Selon une simulation technico-économique élaborée par MCT, cette moyenne de vitesse doit être d'au moins 2 m/s (Fraenkel 2004). Un groupe de consultants indépendants, BB&V (2001), est arrivé à la même conclusion, en utilisant le même modèle technico-économique, et prétend que le coût de production électrique d'un site présentant une V_{mmv} de 2 m/s se situerait entre 7 et 11 ¢ (dollars canadiens de 2006) le kWh, avec le modèle à deux turbines de MCT. Un autre rapport, celui du DTI et al. (2003), arrive à la même conclusion en ce qui a trait à la vitesse minimale requise. Ces études ont toutes été réalisées à l'aide de V_{mmv} publiées dans le "Admiralty Chart" et calculées à partir de vitesses de courant mesurées à 5 m sous la surface en période de vives-eaux. Il se peut que la vitesse minimale requise assurant une production rentable

d'énergie à partir d'hydroliennes soit revue à la baisse avec l'amélioration de la technologie.

Dans l'ensemble des rapports susmentionnés, il n'est pas clairement précisé si cette valeur doit être rencontrée en surface ou au niveau de l'aire balayée par le rotor de l'hydrolienne. Par exemple, dans le rapport de BB&V (2001), aucune correction n'a été apportée aux valeurs de vitesses tirées du "Admiralty Chart" (mesurées à 5 m sous la surface), en fonction de la profondeur. La situation est la même dans le rapport du DTI et al. (2003). En revanche, dans les rapports fournis par TC (2002) et B&V (2004) un facteur de correction en fonction de la profondeur est appliqué au critère de vitesse minimale. Dans les deux cas, il est précisé que la vitesse maximale moyenne de l'ensemble de la colonne d'eau doit être d'au moins 2 m/s. Dans le rapport de TC (2002), la vitesse maximale est définie comme la moyenne entre la vitesse maximale annuelle observée lors du flot et la vitesse maximale annuelle observée lors du jusant. Ce critère est probablement moins restrictif que celui se rapportant à la V_{mmv} puisqu'il n'implique pas une moyenne annuelle. Dans le rapport de B&V (2004), il est difficile de déterminer si cette vitesse représente une vitesse maximale absolue au cours de l'année ou une moyenne annuelle en période de vives-eaux.

Pour cette étude, il a été décidé de repérer tous les sites qui présentent une V_{mmv} supérieure à 2 m/s en surface, conformément aux recommandations de MCT et aux rapports de BB&V (2001) et du DTI et al. (2003). De plus, il a également vérifié que cette condition de vitesse minimale s'applique à l'ensemble de la surface du rotor de l'hydrolienne lors des calculs pour un emplacement donné d'une hydrolienne qui sont présentés à la section 6.5. En pratique, c'est l'énergie totale produite qui doit finalement déterminer la viabilité d'un site. Le détail du calcul de la V_{mmv} pour les deux domaines d'étude est présenté à la section 5.2.2.

Il est généralement admis que les opérations d'installation et d'entretien sont rendues difficiles si la vitesse du courant dépasse 3,5 m/s pour les turbines de première génération (B&V 2004). Il est donc plus prudent de considérer seulement les sites dont la vitesse maximale ne dépasse pas 3,5 m/s lors du calcul de la ressource pour les mécanismes de première génération. Les sites dont la vitesse maximale dépasse occasionnellement 3,5 m/s à certains endroits sont tout de même mentionnés dans cette étude, le développement de la technologie marine pouvant les rendre éventuellement accessibles.

Contrôle à calage variable de pale

Pour être rentables, les hydroliennes à marée doivent être munies d'un dispositif de contrôle à calage variable de pale qui permet de renverser les pales du rotor de 180° lors de la renverse. Les courants peuvent ainsi être exploités pendant le flot et le jusant. Cependant, si la turbine est montée sur un mat, le rotor peut se retrouver dans le sillage créé par la présence du mat, pendant une moitié du cycle de marée, et l'énergie captée s'en trouve ainsi réduite. Cet effet négatif peut être atténué avec le modèle à deux turbines de MCT (voir section 4.1.1). Puisque la plupart des mécanismes sont pourvus d'un dispositif de contrôle à calage variable de pale complet, cette analyse considère que la ressource peut être exploitée dans les deux sens de l'écoulement en milieu marin.

Dispositif d'orientation

Si le site d'implantation est contenu dans un canal relativement étroit et dont la bathymétrie est régulière, le courant garde sensiblement toujours la même orientation en changeant simplement de direction (180°) lors de la renverse. Dans ce cas, le simple dispositif de contrôle à calage variable de pale complet permet d'exploiter presque la totalité de l'énergie contenue dans les courants de marée. Or, si le canal est large, comme c'est le cas à différents endroits dans le fleuve Saint-Laurent et dans le détroit d'Hudson, le courant ne garde pas nécessairement toujours la même orientation au cours

du cycle de marée. La turbine doit alors être munie d'un dispositif d'orientation qui lui permet de maintenir son axe constamment parallèle au courant, maximisant ainsi la puissance captée et minimisant la charge de fatigue. Si le coût d'un tel dispositif en restreint l'usage, une perte d'énergie doit être envisagée (OREF 2005). Il serait évidemment judicieux d'orienter alors la turbine de telle sorte qu'elle soit, la plupart du temps, perpendiculaire au courant dominant afin de diminuer le plus possible cette perte d'énergie.

5.2.2 Calcul de la vitesse maximale moyenne annuelle en période de vives-eaux

Les valeurs de V_{mmv} publiées dans le "Admiralty Chart" sont établies à partir de vitesses mesurées in situ à 5 m sous la surface. Puisque ces mesures ne sont pas relevées systématiquement au Québec, les V_{mmv} ont dû être calculées à partir des données fournies par les deux modèles numériques utilisés dans le cadre de cette étude. Il y a environ 25 périodes de vives-eaux par année dans l'estuaire et la région du détroit d'Hudson. Les valeurs des séries temporelles calculées sur une période de 29 ou 31 jours permettent d'analyser seulement deux de ces périodes de vives-eaux. Une analyse harmonique a donc été appliquée aux composantes de vitesses u et v pour recréer l'ensemble des modules de vitesse horizontale, U , pour l'année, à toutes les quinze minutes, et ainsi pouvoir faire la moyenne des 25 vitesses maximales en période de vives-eaux. La V_{mmv} ainsi calculée représente cependant la vitesse moyenne dans la cellule supérieure de la colonne d'eau et non précisément à 5 m sous la surface. La figure 5.2 présente la variation du module de la vitesse de surface pour une cellule de l'estuaire du Saint-Laurent, à la hauteur du port de Gros-Cacouna, entre l'île Verte et l'île Rouge (voir les figures B.1 et B.2 à l'annexe B), et fait ressortir les 25 périodes de vives-eaux pour l'année 2002.

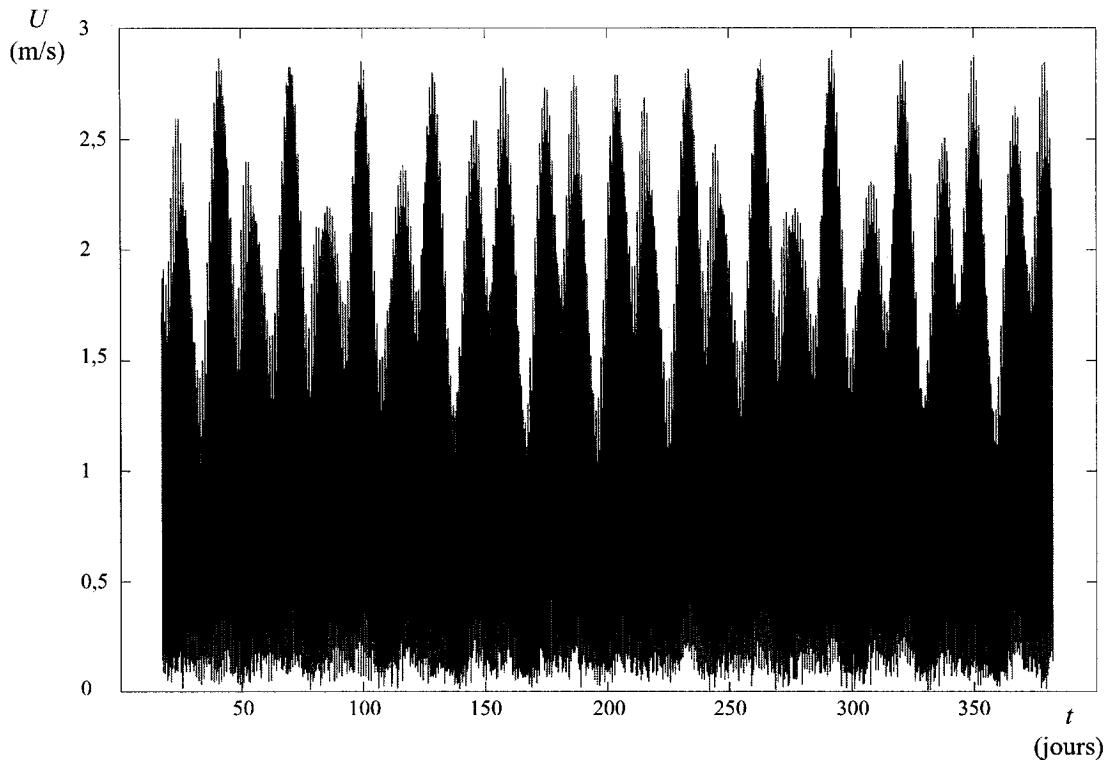


Figure 5.2 : Variation annuelle du module de la vitesse de surface pour une cellule du modèle de l'estuaire du Saint-Laurent à la hauteur du port de Gros-Cacouna

5.2.3 Ressources énergétiques totale et disponible

Cette section présente deux méthodes d'évaluation pouvant être utilisées pour calculer l'énergie contenue dans les courants de marée à l'aide de valeurs de vitesse, de niveau d'eau et de masse volumique de l'eau.

5.2.3.1 Première méthode d'analyse du potentiel énergétique : **méthode d'analyse des centrales hydroliennes**

De récents travaux réalisés par B&V (2004, 2005) mettent en doute la méthode d'évaluation qui a largement été employée par le passé afin d'évaluer la ressource énergétique totale contenue dans les courants de marée : la méthode d'analyse des

centrales hydroliennes. Cette méthode considère que la puissance disponible à un site donné est la puissance qui serait obtenue suite à l'implantation de la plus grande centrale hydrolienne possible, sans aucune considération quant à la quantité d'énergie maximale réellement contenue dans le courant de marée. L'énergie disponible, dictée par cette méthode, correspond alors directement à l'énergie extraite par l'ensemble des hydroliennes. Elle dépend ainsi du nombre d'hydroliennes installées, de leur efficacité, de leur taille et de la densité d'installation des machines dans la section plane de l'écoulement (voir la section 5.2.5.2 pour plus d'information sur la densité d'installation). Il est vrai que l'énergie produite, suite à l'implantation d'hydroliennes, sera dictée par l'ensemble des facteurs susmentionnés. Il est cependant incorrect de se servir de cette méthode pour obtenir une évaluation initiale de l'énergie disponible. Par ailleurs, la valeur obtenue n'est pas absolue puisqu'elle varie en fonction de la technologie choisie et du nombre d'unités implantées. En effet, divers évaluateurs qui ont réalisé des calculs pour des mêmes sites sont arrivés à des résultats franchement différents par le passé. Il apparaît alors un premier problème quant à la variabilité des résultats obtenus.

Mais le problème majeur avec cette méthode d'estimation, bien qu'elle soit correcte dans le cas des éoliennes, est qu'elle ne tient pas compte du fait que l'énergie réellement contenue dans les sites soumis aux courants de marée est physiquement définie par l'énergie totale contenue dans le courant qui entre en amont de la section d'écoulement, indépendamment de la surface plane totale du site. Contrairement aux flots atmosphériques, les courants de marée sont contraints entre le fond marin et la surface libre qui est affectée par l'extraction énergétique. L'énergie captée ne peut pas être automatiquement compensée par un approvisionnement extérieur comme c'est le cas avec les couches de l'atmosphère. L'énergie contenue dans les courants de marée a donc une limite physique qui n'est pas considérée par la méthode d'analyse des centrales hydroliennes. Les améliorations constantes, dans l'efficacité d'extraction des hydroliennes et dans les méthodes pour déterminer la densité optimale d'installation,

suggèrent même que les modèles d'extraction basés sur la méthode d'analyse des centrales hydroliennes peuvent théoriquement permettre une extraction énergétique totale supérieure à la quantité d'énergie initialement contenue dans le courant, ce qui est évidemment impossible. Ceci est particulièrement vrai pour les sites contraints par de longs et minces détroits (B&V 2004). Cette méthode d'analyse ne sera donc pas retenue ici pour l'évaluation initiale de la quantité totale d'énergie contenue dans les sites étudiés.

5.2.3.2 Deuxième méthode d'analyse du potentiel énergétique : **méthode d'analyse du flux**

B&V prétendent alors que les résultats obtenus pour la quantité d'énergie totale à l'aide de la méthode d'analyse des centrales hydroliennes doivent être comparés et corrigés, le cas échéant, par une méthode qu'ils ont élaborée et appelée la méthode d'analyse du flux, laquelle tient compte de la limite de la ressource énergétique brute. Dans cette méthode d'analyse, l'énergie totale d'un site est celle qui entre à l'amont de la section d'écoulement et est indépendante du nombre de turbines installées, de leur grosseur, de leur efficacité et de la densité d'installation. On obtient ainsi une valeur absolue de l'énergie totale contenue dans un site. La **puissance totale moyenne annuelle** associée à un site est alors déterminée selon la formule suivante :

$$P_{\text{totale_moy}} = \frac{1}{2} \rho A (U_t^*)^3$$

où A représente l'aire totale de la section d'écoulement, ρ la masse volumique de l'eau et U_t^* la racine cubique de la moyenne annuelle des vitesses au cube du courant qui entre perpendiculairement à l'amont de la section pour chaque instant t ($U_t^* = \sqrt[3]{U_t^3}$) où

$$\overline{U_t^3} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} U(t)^3 dt}{\int_{t_1}^{t_2} dt}$$

L'indice "t" fait référence au temps et on considère que la vitesse $U(t)$

est uniforme sur toute la section d'écoulement pour chaque pas de temps.

Les travaux de B&V (2004) illustrent bien pourquoi la méthode d'analyse du flux doit être employée préférablement à la méthode d'analyse des centrales hydroliennes. Ils ont évalué des sites où la profondeur d'eau est de plus de 20 m et les vitesses de pointe de plus de 2 m/s, au Royaume-Uni. Ils ont conclu que la ressource énergétique totale de ces sites est de 109 TWh par année, lorsque la méthode d'analyse du flux est utilisée, par opposition à 128 TWh par année, avec la méthode des centrales hydroliennes pour une densité d'installation généralement prescrite. Ce dernier résultat est physiquement impossible puisque l'énergie captée par l'implantation de plusieurs centrales hydroliennes (128 TWh) ne peut être plus grande que l'énergie totale qui existe préalablement dans l'ensemble des courants de marée (109 TWh) des sites étudiés. La méthode d'analyse du flux doit donc être utilisée, en premier lieu, pour connaître la limite réelle de la quantité totale d'énergie contenue dans chaque site.

Parallèlement et indépendamment, les chercheurs de la "Robert Gordon University" (RGU), et plus particulièrement le Dr. Bryden, ont également eu recours à cette méthode d'analyse du flux, afin d'évaluer les impacts économiques et environnementaux indésirables associés à l'extraction de l'énergie des courants de marée par des hydroliennes (B&V 2004, 2005). Cette approche permet d'évaluer les effets consécutifs de l'extraction sur les conditions d'écoulement, ce qui constitue un autre avantage par rapport à la méthode d'analyse des centrales hydroliennes. D'un point de vue hydraulique, la présence des machines obstrue partiellement l'écoulement et altère alors la vitesse du courant en amont et en aval en régime fluvial (B&V 2004). L'énergie disponible pour l'extraction est donc réduite par rapport à celle théoriquement disponible au départ (l'impact économique de la RGU), puisque la vitesse post-extraction est inférieure à la vitesse anté-extraction, et ce en aval (ce qui affecte l'énergie disponible

pour les turbines installées en aval) et, dans une moins grande mesure, en amont (ce qui affecte l'énergie disponible pour la turbine implantée à l'endroit étudié), dans les couches d'eau où l'énergie est extraite (Bryden et Couch 2004). Par ailleurs, la RGU soutient que ce changement dans les conditions d'écoulement peut également engendrer des impacts environnementaux négatifs importants, localement ou même en zones plus éloignées (B&V 2005). Des simulations unidimensionnelles et tridimensionnelles réalisées par la RGU ont clairement démontré que plus la quantité d'énergie extraite est grande, plus la perte de vitesse est marquée (B&V 2005, Bryden et Melville 2004, Bryden et Couch 2005). L'effet est cependant plus ou moins grand selon le type de site.

Les chercheurs de la RUG ont alors établi, grâce à leurs modélisations numériques unidimensionnelles, que la quantité d'énergie maximale qui peut être extraite d'un site donné ne devrait pas dépasser 10 à 50 % (dépendant du type de site) de l'énergie totale calculée avec la méthode d'analyse du flux (B&V 2005). Ceci afin de limiter l'ampleur de la réduction de vitesse du courant et donc d'éviter une diminution trop importante de l'énergie disponible (l'impact économique) et subséquemment des impacts environnementaux indésirables.

5.2.3.3 Facteur d'impact significatif

B&V (2004, 2005) ont défini cette limite comme un facteur d'impact significatif (FIS) ("Significant Impact Factor") représentant le pourcentage de l'énergie totale qui peut être extraite sans engendrer d'impacts environnementaux et économiques négatifs importants. Ce facteur permet alors de déterminer la **puissance disponible moyenne annuelle** pour l'extraction selon la formule suivante :

$$P_{\text{disponible_moy}} = \text{FIS} * P_{\text{totale_moy}}$$

La RGU ne précise pas si ce facteur doit représenter un pourcentage d'extraction moyen ou instantané. Il sera considéré comme un facteur d'extraction moyen dans cette étude. Le FIS maximal pouvant être atteint est différent pour chaque site, puisqu'il dépend de la bathymétrie et des conditions hydrodynamiques locales. En pratique, il doit être validé pour chacun d'eux, à l'aide de tests in situ et de modélisations adéquates qui analysent les effets de l'extraction sur l'écoulement et en évaluent correctement les impacts environnementaux et économiques indésirables qui leur sont associés. Dans cette étude, une valeur de FIS moyen, entre 10 et 50 %, sera choisie selon le site, à l'aide des conclusions que la RGU a tirées de ses modèles unidimensionnels théoriques. Ces valeurs sont données à titre indicatif et devraient être validées à l'aide de modèles numériques tridimensionnels dans le futur.

La RGU a défini cinq grands types de sites auxquels on peut associer un FIS (B&V 2005). Les recherches sont encore au stade préliminaire mais donnent un ordre de grandeur de ce facteur. Une valeur entre 10 et 20 % est recommandée pour les trois premiers types de sites s'ils sont soumis à une différence de charge fixe : les détroits entre îles ou entre îles et terre ferme, les milieux océaniques ouverts et les péninsules. Une valeur de 50 % devrait être attribuée aux estuaires et fjords puisque la différence de charge est alors déterminée par l'extraction énergétique et s'adapte à celle-ci. Enfin, une valeur maximale de 10 % devrait être respectée dans les bassins et estuaires soumis à des phénomènes de résonance. Ces valeurs ont été déterminées en supposant qu'une réduction de vitesse d'une valeur maximale de 6 % est acceptable d'un point de vue économique et environnemental (B&V 2005). La RGU a, en fait, choisi cette valeur puisque les changements de vitesse de l'ordre de 6 % sont si faibles qu'ils ne peuvent pas être mesurées avec la technologie actuelle. Cette valeur pourrait être différente selon le type d'implantation et selon les caractéristiques physiques et biologiques du site. Il faut également noter que les travaux de la RGU ne tiennent pas compte de la densité d'installation des hydroliennes (voir section 5.2.5.2). Bryden et Melville (2004)

précisent cependant que la densité choisie doit faire en sorte que l'énergie extraite par une centrale hydrolienne ne dépasse pas l'énergie disponible.

Ultimement, le FIS doit être déterminé en considérant un pourcentage de réduction de vitesse, dans les couches d'eau touchées par l'extraction, qui soit acceptable d'un point de vue économique et environnemental. La présente étude est cependant basée sur les données actuellement disponibles et s'est donc limitée aux critères de la RGU pour choisir un FIS. Il faut également noter qu'en aval du site d'extraction la vitesse augmente dans les couches d'eau au-dessus et au-dessous de la couche d'eau où l'énergie est extraite. D'autres analyses tridimensionnelles réalisées par la RGU (Bryden et Couch 2004) ont permis de le confirmer (voir section 7.2). Le FIS devrait également tenir compte de cette augmentation de vitesse en évaluant son impact biologique.

En résumé, la quantité d'énergie cinétique extraite par les hydroliennes ne doit pas dépasser la ressource énergétique disponible afin d'éviter d'engendrer des impacts environnementaux et économiques non-souhaitables importants. Ce principe s'applique évidemment aussi au taux de production énergétique ($P_{récupérée_moy} \leq P_{disponible_moy}$). La ressource disponible représente la quantité d'énergie "théoriquement" disponible pour l'extraction avant l'imposition de contraintes pratiques. Il se peut cependant que cette limite ne soit pas atteinte si les contraintes bathymétriques ou de navigation limitent de façon importante le nombre et la grosseur des machines installées. Les facteurs qui déterminent la quantité d'énergie extraite par des hydroliennes sont définis à la section 5.2.5.

5.2.4 Calcul de la puissance totale moyenne annuelle associée à chaque site

Les données de vitesses sont calculées pour un pas de temps d'une heure par les modèles numériques. Chaque section d'écoulement est représentée par un ensemble de colonnes d'eau séparées en plusieurs cellules tridimensionnelles dont le nombre varie en fonction

de la profondeur totale. Afin d'obtenir la puissance totale moyenne annuelle associée à une section transversale représentée à la figure 5.3, la somme de la puissance totale moyenne annuelle associée à chaque cellule est calculée en utilisant les composantes de vitesse selon x et y , soit u et v , des séries temporelles de 29 (domaine 1) ou de 31 jours (domaine 2). La moyenne de la puissance totale se trouve donc établie sur un mois au lieu de toute l'année.

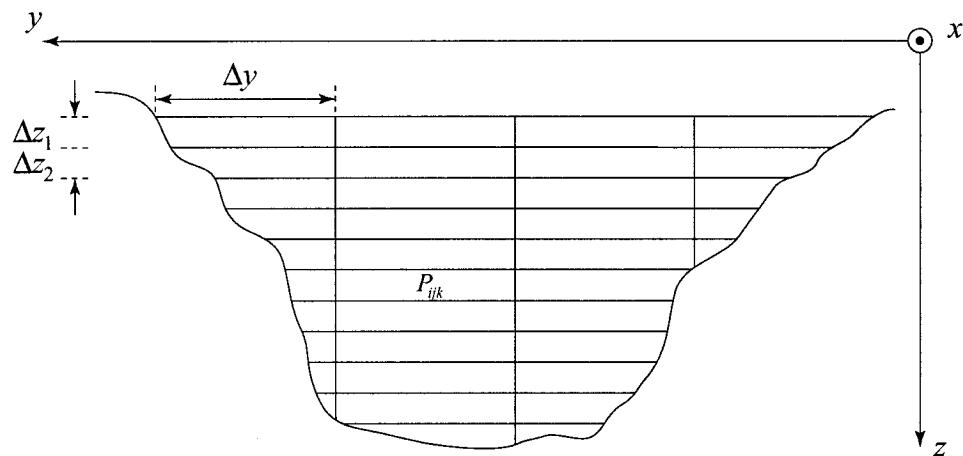


Figure 5.3 : Section d'écoulement arbitraire

Une analyse harmonique des données temporelles permettrait de calculer les composantes de vitesse pour l'ensemble de l'année avec un pas de temps d'une heure ou moins. Or, le temps de calcul associé à cette opération ainsi que la mémoire informatique nécessaire sont très élevés pour une section complète d'écoulement séparée en plusieurs cellules. En effet, le fleuve Saint-Laurent et le détroit d'Hudson sont très larges et/ou profonds en plusieurs endroits. Il a donc été décidé de faire la moyenne de la puissance sur les 29 (ou 31) jours, au lieu de toute l'année, à partir des données des séries temporelles et de considérer cette moyenne comme étant représentative de la moyenne annuelle.

Cet estimé mensuel ne tient évidemment pas compte des marées plus fortes générées lors des équinoxes d'automne et de printemps et plus faibles lors des solstices d'été et d'hiver. La moyenne annuelle aurait cependant minimisé ces écarts de toute façon. L'estimé mensuel pourrait également s'avérer conservateur puisque le pas de temps d'une heure de chaque série temporelle fait en sorte que tous les maximums de courants ne sont pas nécessairement captés par celle-ci. Cet effet est cependant partiellement contrebalancé par le fait que les valeurs de vitesses nulles ne sont pas toutes captées non plus. Par ailleurs, l'analyse harmonique ne permet pas de recréer parfaitement la réponse obtenue par la simulation. Une partie de l'énergie associée aux marées échappe aux calculs de l'analyse harmonique car le phénomène des marées n'est pas tout à fait sinusoïdal. Ceci a été vérifié graphiquement par observation visuelle pour certaines cellules. De plus, les débits du fleuve et des affluents des deux domaines ne peuvent être simulés par l'analyse harmonique, ce qui engendre une diminution de l'estimation des vitesses réelles, particulièrement dans les couches de surface. En revanche, les séries temporelles découlant de l'analyse numérique ont été calculées en période de débit annuel moyen qui s'additionne aux vitesses de courants. Les avantages et désavantages susmentionnés pourraient donc finalement se contrebalancer, bien que cette hypothèse n'ait pas pu être vérifiée rigoureusement.

Certains calculs ont tout de même été effectués afin d'évaluer la différence entre la puissance moyenne annuelle et la puissance moyenne calculée sur 29 jours pour l'estuaire du Saint-Laurent. En effet, un des sites de l'estuaire est beaucoup moins large que les autres; le temps de calcul associé à l'analyse harmonique est donc moins élevé puisqu'il implique moins de cellules. Il a donc été possible de calculer la puissance moyenne à partir de la série temporelle et avec l'analyse harmonique (voir section 6.3.1.3). De plus, un calcul de l'énergie extraite par une hydrolienne (ce qui implique donc moins de cellules que dans une section complète d'écoulement) a également permis d'évaluer cette différence (voir section 6.5). Ces deux comparaisons ont

démontré que la différence entre la puissance moyenne calculée pour 29 jours et celle projetée sur 365 jours, suite à une analyse harmonique, est faible (voir section 6.5).

Pour calculer la puissance moyenne, pour 29 ou 31 jours, dans l'ensemble des cellules de la section arbitraire présentée à la figure 5.3, il faut réaliser la sommation suivante :

$$P_{\text{totale_moy}} = \sum_{j=1}^{ny} \sum_{k=1}^{nz} \left(\frac{P_{\text{totale_moy}_{jk}}}{\Delta A_{\perp,jk}} \right) \Delta A_{\perp,jk} = \sum_{j=1}^{ny} \sum_{k=1}^{nz} \left(\frac{1}{2} \rho_{jk}(t) \frac{\int_1^2 U_{jk}^3(t) dt}{\int_1^2 dt} \right) \Delta A_{\perp,jk}$$

où ρ_{jk} représente la masse volumique de l'eau, U_{jk} le module de la vitesse et $\Delta A_{\perp,jk}$ la parcelle d'aire perpendiculaire à $\bar{\mathbf{U}}$ à chaque cellule jk . Ces valeurs sont données pour chaque pas de temps. nz et ny représentent respectivement le nombre maximal de cellules selon z et y . (Note : L'indice i n'est pas présenté dans l'équation susmentionnée, ni dans les suivantes, puisque pour chaque section d'écoulement, $i = \text{constante}$.)

Chaque vitesse $\bar{\mathbf{U}} = \bar{\mathbf{u}} + \bar{\mathbf{v}}$ devrait être perpendiculaire à la section d'écoulement pour que le calcul soit valable. Or, l'orientation des cellules tridimensionnelles est fixe et les sections transversales ne sont alors pas constamment perpendiculaires à la vitesse d'écoulement au cours du cycle de marée (cet effet est généralement d'autant plus grand que le site est large). Il faudrait calculer à chaque fois l'aire qui lui est vraiment perpendiculaire. Ceci pose problème puisque l'orientation du courant varie légèrement constamment et donc la valeur de l'aire transversale. En revanche, la composante u qui, elle, est directement perpendiculaire à la section, est généralement prédominante. La plupart du temps v est presque nulle, sauf lors de la renverse. Il a donc été supposé que les parcelles d'aires ΔA_{jk} sont équivalentes aux parcelles d'aires $\Delta A_{\perp,jk}$ et que, de toute façon, localement, une hydrolienne s'orienterait perpendiculairement (si elle est munie d'un dispositif d'orientation) au courant. Ainsi l'équation devient

$$P_{\text{totale_moy}} = \sum_{j=1}^{ny} \sum_{k=1}^{nz} \frac{1}{2} \frac{\int_{t_1}^{t_2} \rho_{jk} (u_{jk}^2 + v_{jk}^2)^{3/2} dt}{T} \Delta A_{jk}$$

La parcelle d'aire $\Delta A_{jk} = \Delta y \Delta z_k$, où $\Delta y = \text{constante} = 400 \text{ m}$ (domaine 1) ou 10 km (domaine 2) et Δz_k varie de 5 à 50 m . L'intégrale peut elle aussi être remplacée par une sommation dans le temps (avec $\Delta t = \text{constante} = 1 \text{ h}$) :

$$P_{\text{totale_moy}} = \frac{1}{2} \frac{1}{T} \Delta y \Delta t \left(\sum_{t=t_1}^{t_2} \left(\sum_{j=1}^{ny} \left(\sum_{k=1}^{nz} \rho_{jk} (u_{jk}^2 + v_{jk}^2)^{3/2} \Delta z_k \right) \right) \right)$$

L'énergie annuelle produite par le courant de marée peut ensuite être calculée en multipliant la $P_{\text{totale_moy}}$ par le nombre d'heures dans une année de 365 jours. Bien que les valeurs obtenues soient représentatives de l'énergie totale contenue annuellement dans le courant, elles ne sont tout à fait exactes que pour l'année de calcul choisie, soit 2002 (ou pour juillet à août 2002) dans l'estuaire et 1997 (ou pour juillet à août 1997) dans la région du détroit d'Hudson. Pour avoir un portrait global, il faudrait idéalement calculer la $P_{\text{totale_moy}}$ sur le cycle complet des marées, soit le Saros qui est d'environ 18 ans et 2/3. Ceci tient également pour la V_{mmv} . Aucun calcul n'a cependant été réalisé pendant toute une période du Saros dans cette étude, puisque la quantité de données nécessaires augmenterait alors dramatiquement.

5.2.5 Extraction énergétique

Tel que discuté à la section 5.2.3, l'énergie qui peut être extraite par des hydroliennes est d'abord limitée par l'énergie disponible. D'autres facteurs d'ordre plus pratique déterminent ensuite si la puissance disponible moyenne annuelle peut être atteinte lorsqu'une centrale hydrolienne est implantée. Cette section décrit l'ensemble des paramètres qui influencent l'efficacité du captage énergétique d'une hydrolienne.

Ces informations sont principalement données à titre informatif. En effet, cette étude se limite principalement au calcul de la P_{totale_moy} et de la $P_{disponible_moy}$, puisque ces valeurs, qui déterminent la quantité d'énergie maximale et disponible, sont uniques à chaque site. Le captage énergétique réel, limité par l'énergie disponible, dépend de la technologie utilisée. Le calcul de l'extraction énergétique annuelle d'une centrale hydrolienne sera tout de même réalisé pour un des sites de l'estuaire du Saint-Laurent (voir section 6.5).

5.2.5.1 Puissance récupérable par une hydrolienne

À partir de la description de la variation des vitesses de courant et de la relation entre la vitesse et la puissance générée par une hydrolienne, il est évidemment possible de prédire la puissance générée par une hydrolienne en un site donné. La courbe de puissance d'une hydrolienne dépend de :

- la vitesse de démarrage;
- la puissance nominale;
- la vitesse nominale;
- le diamètre des pales du rotor;
- et le rendement mécanique de la turbine.

La vitesse de démarrage représente la vitesse à laquelle la turbine commence à tourner et à générer de l'énergie. La turbine cesse d'opérer lorsque la vitesse du courant retombe sous la vitesse de démarrage. Cette vitesse se situe généralement, pour une hydrolienne type, entre 0,7 et 1 m/s. La première valeur est celle qui a été rencontrée le plus souvent dans la revue de littérature et a donc été utilisée dans cette étude. La vitesse nominale est la vitesse du courant à laquelle la turbine produit sa puissance nominale, soit sa puissance maximale (elle est décrite en détail plus loin dans cette section). La puissance instantanée produite par une hydrolienne, lorsque la vitesse de démarrage a été atteinte

(et que cette dernière est plus faible que la vitesse nominale), est décrite par la formule suivante :

$$P_{\text{hydro}} = C_p \eta_{\text{total}} \frac{1}{2} \rho A_h (U_{A_h}^*)^3$$

où A_h représente la surface balayée par l'hydrolienne, ρ la masse volumique de l'eau, $U_{A_h}^*$ la racine cubique de la moyenne des vitesses au cube sur l'ensemble du rotor et C_p le rendement mécanique du rotor. Le rendement total des équipements, η_{total} , est défini comme suit :

$$\eta_{\text{total}} = \eta_{\text{mv}} \eta_{\text{gen}} \eta_{\text{trans}}$$

où, η_{mv} et η_{gen} sont respectivement les rendements du multiplicateur de vitesse et du générateur de la turbine, et η_{trans} est le rendement des transformateurs.

Ces trois derniers rendements demeurent constants, peu importe la vitesse d'écoulement, et prennent généralement une valeur qui se situe près de un. Le C_p , quant à lui, dépend de la vitesse en extrémité de pale du rotor et varie donc en fonction de la vitesse d'écoulement et différemment pour chaque modèle d'hydrolienne. Chaque constructeur devrait être en mesure de fournir une courbe représentant le rendement mécanique du rotor en fonction de la vitesse du courant. Un C_p moyen peut également être utilisé pour calculer la puissance produite sur l'ensemble d'un cycle. La valeur de C_p atteint généralement une valeur maximale lorsque la vitesse du courant équivaut à la valeur nominale. La puissance produite égale alors la puissance nominale, soit la puissance maximale atteinte par la turbine.

Or, C_p peut demeurer constant, à sa valeur maximale, avant que la turbine atteigne sa puissance nominale, si celle-ci est équipée d'un système de contrôle à calage variable de pale qui permet à la vitesse de rotation du rotor de varier en fonction de la vitesse d'écoulement, en maintenant l'angle d'attaque dans sa position optimale (Akwensivie et al. 2004, Fraenkel 2005). Grâce à ce système, le ratio entre la vitesse en extrémité de pale et la vitesse du courant ($\lambda = \frac{\omega R}{U}$)¹ se maintient à une valeur constante. L'efficacité maximale est alors préservée même lorsque la vitesse du courant est faible. Cependant, règle générale, lorsque la vitesse du courant dépasse la vitesse nominale, la vitesse de rotation (ω) est automatiquement maintenue constante malgré l'augmentation de vitesse (EPRI 2005, Fraenkel 2005). La diminution subséquente de λ entraîne alors la réduction du C_p au-dessous de sa valeur maximale afin de ne pas excéder la puissance nominale de la turbine. Puisque le système de contrôle à calage variable de pale est onéreux (Akwensivie et al. 2004), il faut en évaluer les coûts-bénéfices.

La figure 5.4 décrit la courbe de puissance typique d'un certain modèle d'hydrolienne pour un pas de temps de quinze minutes (pour un C_p constant de 0,45, avant l'atteinte de la vitesse nominale par le courant). Aux valeurs de vitesse sous la vitesse de démarrage, la turbine ne tourne pas et ne génère aucune puissance. Si la vitesse du courant dépasse la vitesse nominale, la turbine va généralement produire sa puissance nominale indépendamment de l'augmentation de la vitesse (EPRI 2005).

Finalement, puisque la nature des marées est prévisible et que la gamme des vitesses de courant est limitée, il n'est pas nécessaire d'établir une vitesse de coupure pour les hydroliennes. En effet, contrairement aux éoliennes qui doivent résister aux tempêtes extrêmes dont la récurrence est de 100 ans, les hydroliennes sont mues par les courants

¹ ω = vitesse de rotation du rotor [rad/s]

R = rayon du rotor [m]

de marée qui ne sont pas soumis à ce type d'événement. Les éoliennes doivent décrocher à une certaine vitesse de coupure afin d'éviter d'être soumises à d'énormes stress structurels.

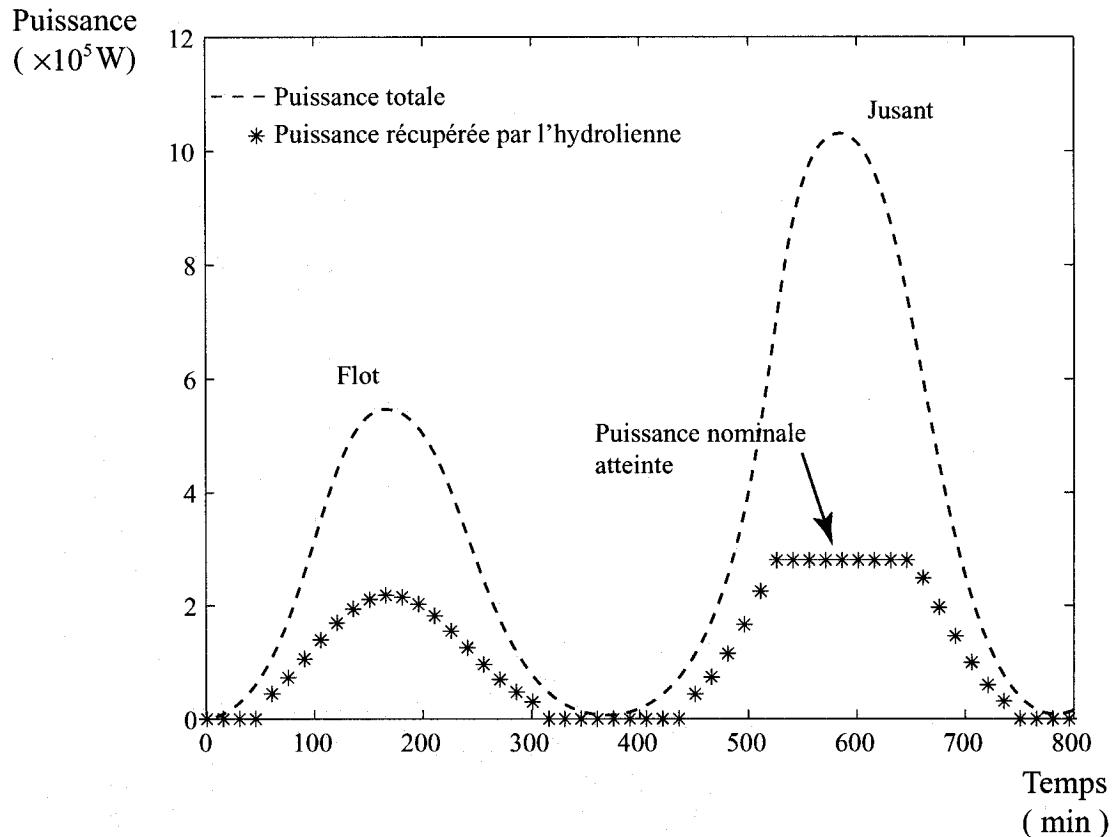


Figure 5.4 : Courbe de puissance typique pour un certain modèle d'hydrolienne

Note : La puissance totale correspond à la puissance maximale qui pourrait être récupérée dans la section d'aire balayée par l'hydrolienne si C_p et η_{total} avaient une valeur de 100 %.

Puissance et vitesse nominales

La vitesse nominale est la vitesse à laquelle la turbine atteint sa puissance nominale, soit sa puissance maximale. Pour les centrales hydroélectriques classiques, il est préconisé de faire fonctionner les turbines hydroélectriques à une puissance qui se situe très près de la puissance nominale. Cette dernière est généralement maintenue pour de longue période

de temps puisque la variabilité dans la ressource contrôlée par le barrage est mineure. Dans le cas de l'extraction énergétique des courants de marée à caractère semi-diurne, le potentiel énergétique tombe zéro quatre fois par jour et atteint un maximum annuel seulement quelques heures par année. Il est donc plus juste de parler de puissance moyenne annuelle dans le cas des courants de marée. Le choix de la vitesse nominale d'une hydrolienne est donc davantage relié à l'optimisation du rendement de la turbine, lors de conditions prédominantes, qu'à la puissance plus élevée disponible lors de conditions exceptionnelles (TC 2002).

Le choix de la vitesse nominale et la période d'amortissement des coûts déterminent, entre autres, la performance économique d'une hydrolienne. Si la vitesse nominale est trop élevée, le gain énergétique a une valeur économique qui ne justifie pas le coût supplémentaire associé à la plus grosse turbine (générateur) et à la structure de support plus importante. En revanche, si elle est trop basse, les économies en coût de matériaux sont moins importantes que la valeur de l'énergie qui est perdue (BB&V 2001). L'expérience tirée de l'implantation des éoliennes suggère qu'une vitesse nominale de 70 à 75 % de la vitesse maximale d'écoulement (ou de la V_{mmv}) permet d'obtenir un rendement économique acceptable (BB&V 2001). Dans cette étude, une valeur de 71 % de V_{mmv} a été choisie.

Rendement mécanique du rotor

Le rendement mécanique du rotor d'une hydrolienne, C_p , représente la fraction de l'énergie cinétique contenue dans le fluide qui peut être convertie en énergie mécanique à l'aide de la turbine. Ce rendement varie en fonction du design des pales de la turbine et donc de la variation de λ au cours du cycle de marée.

Tel que mentionné précédemment, si la vitesse de rotation des pales est maintenue constante, λ n'est pas constant et C_p varie en fonction de la vitesse d'écoulement du

courant, pour généralement atteindre une valeur maximale lorsque la machine atteint sa puissance nominale. Dans ce cas, pour faire une analyse efficace du flux énergétique produit par une hydrolienne, il faut considérer la variation de C_p tout au long du cycle. Cependant, comme la plupart des modèles d'hydrolienne sont encore au stade du développement, peu de données sont disponibles quant à la variation de C_p avec l'écoulement. Il convient alors d'utiliser un C_p moyen qui représente la valeur moyenne de C_p sur l'ensemble du cycle des marées. Dans la revue de littérature, des valeurs de C_p moyen allant de 38 % (B&V 2004) à 45 % (BB&V 2001, TC 2002) ont été rencontrées pour les hydroliennes de large diamètre. Une deuxième option, aussi décrite précédemment, consiste à maintenir λ constant à l'aide d'un système de contrôle à calage variable de pale. Le C_p est alors également maintenu constant et ce à la valeur maximale (avant que la vitesse du courant atteigne la vitesse nominale). C'est cette deuxième méthode qui a été retenue pour cette étude avec une valeur de C_p de 45 %.

Un maximum de 59,3 % de l'énergie cinétique d'un écoulement peut être convertie en énergie mécanique par une turbine (Le Gourières 1980). Cette valeur est déterminée par la loi de Betz, énoncée pour la première fois en 1919, et s'applique autant aux hydroliennes qu'aux éoliennes. Plus une turbine prélève de l'énergie cinétique d'un écoulement, plus ce dernier est ralenti à la sortie de la turbine. La loi de Betz s'appuie alors sur les deux énoncés suivants. Premièrement, si l'on essayait d'extraire toute l'énergie de l'écoulement, il aurait alors une vitesse nulle à la sortie de la turbine et il ne pourrait donc pas la "quitter". Conséquemment, aucune énergie ne serait extraite puisque l'écoulement ne pourrait évidemment pas "entrer" dans le rotor non plus. Deuxièmement, si nous prenons la situation opposée, l'écoulement pourrait passer à travers la turbine sans entrave. Dans ce cas, aucune énergie ne serait extraite non plus. Nous pouvons alors supposer qu'il y a une manière optimale d'extraire l'énergie cinétique de l'écoulement, afin de la transformer en énergie mécanique, qui se situe entre ces deux extrêmes. Les calculs de Betz démontrent qu'au maximum 59,3 % de

l'énergie cinétique d'un écoulement peut théoriquement être extraite par une turbine. Évidemment aucune turbine ne peut atteindre en pratique cette valeur optimale.

Les valeurs de rendement choisies pour cette étude, dans le calcul de l'énergie extraite par l'implantation d'une centrale hydrolienne à l'un des sites de l'estuaire du Saint-Laurent, sont présentées dans le tableau suivant.

Tableau 5.1 : Pourcentages de rendement choisis dans cette étude

Facteurs	%
C_p	45
η_{mv}	96
η_{gen}	97
η_{trans}	95

Profondeur d'installation de la turbine

75 % de l'énergie contenue dans un courant de marée se trouve généralement dans la moitié supérieure de la colonne d'eau (DTI et al. 2003). Il est donc important de placer les hydroliennes le plus près possible de la surface. Ceci peut engendrer des problèmes structurels et d'installation pour des profondeurs dépassant 40 à 50 m (NME) (BB&V 2001, DTI et al. 2003). En effet, à ces profondeurs, les tours et mats devraient être excessivement larges et longs (et donc plus coûteux) afin de porter une turbine assez haut pour qu'elle puisse intercepter les courants les plus rapides. Deux problèmes se présentent donc en eaux profondes : le coût additionnel de la structure de support, qu'elle soit ancrée ou maintenue en place par du lest, et le coût plus élevé de l'installation qui nécessite l'utilisation d'un chaland-élévateur pouvant opérer à de telles profondeurs. Les chalands-élévateurs présentement disponibles sont limités à des profondeurs d'opération de moins de 50 m (BB&V 2001, Akwensivie et al. 2004). Les mécanismes flottants de deuxième génération que propose MCT ou une adaptation du modèle de UEK à de plus grandes profondeurs pourraient pallier à ce genre de problème,

bien que des difficultés reliées au système d'ancrage et à l'accès pour l'entretien ne soient pas exclues (BB&V 2001). Il demeure néanmoins qu'une plus grande profondeur d'eau, bien qu'elle puisse nécessiter des coûts d'installation plus importants, permet l'implantation d'un rotor plus large et donc une production énergétique plus grande. Il peut alors s'avérer intéressant, à long terme, les avancées technologiques aidant, d'exploiter ce genre de sites.

Espacements verticaux (au-dessus et au-dessous de l'hydrolienne)

De manière globale, la navigation, la pêche et toute autre activité marine imposent des limites et contraintes pratiques à l'installation d'hydroliennes, ce qui limite la puissance maximale pouvant être produite par une hydrolienne donnée en réduisant la profondeur d'eau disponible pour le rotor. Ceci est particulièrement vrai dans l'estuaire du Saint-Laurent, où la voie maritime est fréquemment utilisée par des navires commerciaux ayant de forts tirants d'eau.

En fait, l'espace libre qui doit être alloué au-dessus des turbines, E_d , doit tenir compte de l'effet de possibles tempêtes sur la hauteur d'eau, de la marée normale la plus basse (MNPB) ainsi que des tirants d'eau des bateaux. Les courbes de niveau représentant la MNPB sont données sur les cartes marines publiées par Pêches et Océans Canada. Diverses cartes marines de l'estuaire du Saint-Laurent (cartes no. 1316, 1233, 1234, 1235) et une de la région de l'Arctique (carte no. 5300) ont été utilisées à cet effet.

Dans la revue de littérature, les espaces maintenus libres au-dessus des turbines variaient entre 3 m (DTI et al. 2003) et 7 m (B&V 2004) au-dessous de la MNPB. Dans cette étude, l'espace libre au-dessus des turbines correspond au tirant d'eau maximum des bateaux permis à la MNPB auquel on ajoute un pied de pilote. Ce dernier correspond à la profondeur minimale, qui varie entre 20 et 50 cm, devant être laissée sous les navires pour des raisons de sécurité bien sûr, mais pour également assurer un bon écoulement des filets d'eau sous le bateau. Les tirants d'eau maximum des bateaux à la MNPB ont

été confirmés par les opérateurs des ports de Montréal, Trois-Rivières, Québec et Gros-Cacouna, pour l'estuaire du fleuve Saint-Laurent.

Un espace libre, E_f , doit également être alloué entre le fond marin et le bout des pales du rotor. Il permet de prévenir l'encrassement du rotor par les sédiments marins et d'éviter les écoulements de la couche limite (Bryden et Couch 2004). Des valeurs allant de 5 m (DTI et al. 2003) à 25 % de la profondeur d'eau totale (B&V 2004) ont été relevées lors de la revue de littérature. Pour l'implantation à l'un des sites de l'estuaire, des valeurs de E_f d'au moins 5 m ont été imposées.

Grosseur de la turbine

L'énergie produite est directement proportionnelle au diamètre des rotors. Il est limité par la profondeur d'eau, les espacements verticaux nécessaires au bon fonctionnement de la machine, les conditions de manufacture et les contraintes structurelles. Pour les hydroliennes à marée à axe horizontal, il est généralement convenu qu'une profondeur d'eau de moins de 20 m ne permet pas d'installer un rotor assez large pour qu'il soit suffisamment rentable (DTI et al. 2003). Il existe cependant une grandeur optimale de rotor pour laquelle un accroissement de ce dernier coûterait plus cher que la valeur du gain énergétique. Celle-ci n'a pas été évaluée dans la présente étude puisque le coût de production du kWh doit être connu afin de pouvoir faire une telle analyse de rentabilité.

Les études d'implantation d'hydroliennes publiées font état de valeurs de diamètres allant de 15 à 50 m. Les hydroliennes de première génération proposées par MCT et HS ont respectivement un diamètre maximal de 20 et 32 m. Des valeurs de diamètre maximal à l'intérieur de ce dernier intervalle ont donc été retenues pour le calcul de l'extraction énergétique à l'un des sites de l'estuaire, même si certaines colonnes d'eau pourraient permettre l'implantation d'un plus grand diamètre.

Disponibilité

La disponibilité, D , se définit comme le rapport entre le nombre total d'heures où la machine est apte (ou disponible) à générer de la puissance sur le nombre total d'heures dans une année de 365 jours (8 760 h). Il est impossible d'évaluer précisément la disponibilité, mais il est certain que la machine ne sera pas en fonction toute l'année, à cause des mises en veille inévitables qui sont associées à son entretien. Une valeur moyenne par turbine de 97 %, correspondant à 11 jours de temps d'arrêt par année, a été retenue pour cette étude.

Facteur de capacité

Une autre façon de décrire l'énergie annuelle produite par une hydrolienne est de calculer son facteur de capacité (FC). Le facteur de capacité correspond à l'énergie réelle produite par la turbine divisée par l'énergie théorique maximale qui pourrait être produite si la turbine opérait constamment à sa puissance nominale pendant les 8 760 heures de l'année.

5.2.5.2 Puissance récupérable par une centrale hydrolienne

La section suivante décrit les paramètres qui influencent la puissance moyenne annuelle produite par une centrale hydrolienne. Cette puissance (si l'on considère que la puissance moyenne récupérable par chaque hydrolienne est la même indépendamment des différences dans l'écoulement local) est définie comme suit :

$$P_{\text{centrale_moy}} = D A_{\text{site}} \rho_{\text{hydro}} P_{\text{hydro_moy}}$$

où A_{site} représente la surface plane disponible pour l'installation au site donné, ρ_{hydro} la densité d'installation des turbines (nombre de turbines/ A_{site}) et

$P_{\text{hydro_moy}} = \frac{1}{2} C_p \eta_{\text{total}} \rho A_h (U_{t-h}^*)^3$, où U_{t-h}^* est la racine cubique de la moyenne annuelle des vitesses au cube sur l'aire du rotor. L'indice "t" fait référence au temps.

Surface plane disponible pour l'installation

La surface plane disponible pour l'installation d'hydroliennes, A_{site} , est délimitée par les caractéristiques bathymétriques et doit être balayée par des courants de marée qui satisfont au critère de vitesse minimale présenté à la section 5.2.1.

Densité d'installation

La densité d'installation, ρ_{hydro} , représente le nombre de modules qui peuvent être implantés par aire de surface plane et est décrite en terme de modules par unité de longueur latérale et par unité de longueur longitudinale. La distance longitudinale entre les modules doit être choisie afin de permettre le rétablissement de la vitesse d'écoulement entre chaque rangée d'hydroliennes. Elle doit également permettre d'éviter les effets de sillage entre chaque unité puisque ceux-ci diminueraient la performance des turbines en aval. La distance latérale doit maximiser l'énergie captée tout en réduisant les effets de barrière qui pourraient faire dévier les courants de marée et ainsi réduire l'énergie captée. Finalement, la densité d'installation doit laisser assez d'espace pour permettre l'installation et l'entretien des modules à partir de chalands-élévateurs et de vaisseaux d'entretien. Il faut rappeler, comme discuté à la section 5.2.3.3, que l'énergie cinétique extraite par une centrale hydrolienne à un site donné, telle que déterminée par la distribution des vitesses de courant et la densité d'installation, doit être inférieure ou égale à l'énergie disponible, calculée à l'aide de la méthode d'analyse du flux.

Dans la littérature, plusieurs méthodes théoriques pour calculer le nombre d'hydroliennes pouvant être installées par unité d'aire de surface plane ont été relevées.

En règle générale, l'espace latéral et longitudinal qui existe entre les unités est calculé en fonction du diamètre des turbines. Par exemple, dans l'étude du ETSU (1993) (voir section 2.6), une valeur d'espacement latéral de $2d$ et d'espacement longitudinal de $10d$ (d représente le diamètre de la turbine) a été utilisée pour calculer la quantité d'énergie pouvant être extraite par des hydroliennes à chaque site, tandis qu'une valeur de $3d/30d$ a été utilisée dans l'étude de JOULE-II (1996). Cependant, vu qu'il n'y a pas encore eu d'implantation de centrale hydrolienne, aucune de ces méthodes n'a été définitivement validée. Elles sont essentiellement basées sur des calculs théoriques qui essaient de déterminer si les distances, latérale et plus particulièrement longitudinale, entre les turbines sont assez grandes pour que les conditions d'écoulement qui prévalaient en amont de la première rangée de turbines soient atteintes à nouveau avant chaque nouvelle rangée (Akwensivie et al. 2004). D'autres travaux réalisés par la RGU ont démontré que l'espacement de $2d/10d$ choisi par l'ETSU constitue un choix raisonnable (B&V 2004).

Même si une certaine densité optimale d'installation est prévisible en théorie, il est fort improbable qu'elle soit intégralement appliquée en réalité. En pratique, la bathymétrie locale ainsi que les conditions d'écoulement vont indiquer l'emplacement exact de chaque unité. Une analyse numérique plus approfondie ainsi que des observations in situ sont donc complémentaires pour déterminer le nombre et/ou l'emplacement des modules qui peuvent être effectivement installés. Dans cette étude, une densité d'installation de $2.5d/10d$ a été retenue (valeur de densité d'installation la plus récente) pour le calcul à l'un des sites de l'estuaire. La figure 5.5 présente la disposition en alternance des modules. Un espace additionnel de 1 000 m entre chacun doit être accordé pour les profondeurs dépassant 50 m. Cette règle rencontrée dans la revue de littérature vise à permettre l'ancre de péniches durant l'installation puisque des chalands-élévateurs ne peuvent être utilisés à de telles profondeurs (B&V 2004).

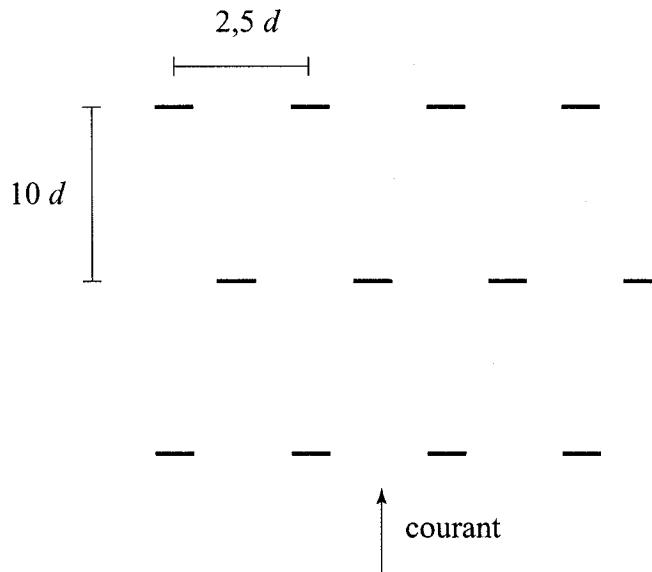


Figure 5.5 : Disposition des hydroliennes sur la surface plane

5.2.6 Critères secondaires d'implantation

Cette section présente les critères secondaires à considérer lors de la sélection d'un site d'implantation, afin d'obtenir une production énergétique rentable et de s'assurer du bon fonctionnement de la centrale hydrolienne.

Conditions économiques qui influencent la sélection finale d'un site

Même si un site présente un potentiel énergétique important, il ne sera évidemment pas rentable de le développer si le coût de connexion au réseau de distribution électrique est trop élevé. La distance entre le site et le réseau actuel (i.e. le coût d'installation des câbles) ainsi que la solidité du réseau (i.e. le coût du renforcement du réseau et le recâblage) détermineront l'ampleur du coût de connexion (DTI et al. 2003). La distance entre le site choisi et les sites de consommation potentiels situés à proximité de celui-ci est évidemment un autre critère qui déterminera si un investisseur ira de l'avant avec un projet de développement de centrale hydrolienne. Ces critères ont été considérés dans l'analyse de la présente étude.

Les conflits possibles avec d'autres activités marines pourraient freiner un projet de développement, si les impacts économiques positifs engendrés par la production énergétique sont moins importants que les impacts économiques négatifs associés à la possible perte d'une activité économique marine. Ces activités incluent la navigation commerciale et récréative, la pêche et les activités navales, comme les déplacements de sous-marins (voir chapitre 7).

Conditions environnementales

L'effet du vent sur les marées peut influencer occasionnellement la quantité d'énergie disponible. Lors de conditions exceptionnelles de tempête, le vent augmente ou diminue la hauteur des marées de quelques mètres (1 à 3 m) et affecte conséquemment les vitesses des courants de marée de surface (Akwensivie et al. 2004). Les turbines doivent donc être installées au-dessous de la zone d'influence du vent. Ce critère n'a pas été considéré dans la présente étude.

La couverture de glace pourrait réduire l'énergie disponible de deux manières. D'abord, elle diminue les vitesses des courants de marée en créant une force de cisaillement sur la surface de l'eau. Cet effet n'a pas été pris en compte dans la présente étude pour les deux domaines. Mais l'équipe de l'ISMER a confirmé que les couvertures de glace de l'estuaire du Saint-Laurent et du détroit d'Hudson ont très peu d'effet sur les vitesses de courant, principalement parce que la glace est généralement transportée par l'écoulement en morceaux distincts. L'épaisseur de la couverture de glace diminue également la profondeur d'eau disponible pour l'extraction. Mais, comme l'épaisseur maximale de la couverture de glace, dans le chenal principal de l'estuaire, dépasse rarement deux mètres et que la plupart des crêtes ont moins d'un mètre (Service canadien des glaces 2001), il n'y a pas lieu d'en tenir compte dans la sélection du E_d . La situation est la même pour le détroit d'Hudson où l'épaisseur maximale de la couverture de glace ne dépasse pas 2,5 m (Saucier et al. 2004).

Un autre facteur qui n'est pas considéré dans le modèle numérique utilisé dans cette étude est la qualité de l'écoulement. Il est souhaitable que l'écoulement qui traverse les hydroliennes soit organisé (i.e. que la majeure partie de l'eau de la colonne se déplace à l'unisson). Cette condition permet non seulement de capter plus d'énergie pour une même vitesse apparente mais réduit également la charge de fatigue sur la structure. Il est préférable de faire préalablement des observations visuelles *in situ* pour détecter toute forme d'écoulement non-organisé.

Les caractéristiques du fond marin (et fluvial dans le cas d'une installation en rivière), en particulier son substrat, influencent le choix de l'arrimage de l'hydrolienne. Ainsi, les turbines de MCT s'installent aisément dans des sols constitués de roc puisque leur mat doit être inséré dans un trou percé dans le fond marin. Les lests sont davantage indiqués pour les sols sablonneux (Akwensivie et al. 2004) bien que l'érosion possible du sol à leur périmètre, à cause des vitesses de courant élevées, puisse rendre précaire la stabilité de la machine (DTI et al. 2003). Cet aspect n'a pas été considéré dans la présente étude.

Finalement, bien qu'il soit généralement admis que les hydroliennes aient des impacts environnementaux limités, des études de sensibilité permettant d'établir l'énergie disponible (et donc le FIS) sans engendrer d'effets indésirables trop importants devraient être réalisées pour toute implantation. Le chapitre 7 traite en détail de l'ensemble des impacts négatifs possibles sur l'environnement d'un projet d'implantation de centrale hydrolienne. Les tests environnementaux en cours dans le cadre de plusieurs projets exposés au chapitre 4 vont permettre d'évaluer l'importance réelle de ces impacts.

Conditions qui influencent l'installation et l'entretien du site

Les conditions météorologiques sur les voies d'accès et au site lui-même influencent les périodes et méthodes d'installation et d'entretien (DTI et al. 2003). Ces conditions ont donc un impact direct sur les coûts d'installation et d'opération. La durée de la renverse, qui varie selon l'endroit et le moment de l'année (EPRI 2005), et des périodes

adjacentes de relative accalmie dans le cycle de marée doivent également être assez longues pour permettre les opérations sous-marines d'installation et d'entretien. Le développement de chalands-élévateurs pouvant opérer en mer là où il y a de forts courants devient alors souhaitable pour faciliter l'implantation d'hydroliennes (BB&V 2001). Ces aspects n'ont pas été évalués dans le cadre de la présente étude.

Aspects légaux

Finalement, les lois et règlements relatifs à la navigation commerciale et de plaisance, les permis à obtenir, les activités marines et les aspects environnementaux font évidemment partie des conditions à respecter, gérer ou négocier préalablement à la réalisation d'un projet d'implantation d'hydroliennes.

CHAPITRE 6. ANALYSE ET RÉSULTATS

6.1 Nature générale des marées au Québec

6.1.1 Estuaire du Saint-Laurent (1^{er} domaine)

Les marées du Saint-Laurent ont un caractère semi-diurne mixte d'une période moyenne de 12 h 25 min. Les marées sont générées dans l'océan Atlantique et remontent l'estuaire du Saint-Laurent sous la forme d'ondes. L'amplitude des marées augmente avec la diminution de la profondeur pour atteindre un maximum à la hauteur de l'île aux Coudres (marnage de 7,1 m). En amont de cette région, le frottement de la masse d'eau sur le fond ralentit progressivement la propagation de la marée de sorte que, lorsqu'elle atteint Trois-Rivières, le marnage est inférieur à 30 centimètres. Les courants de marée les plus importants sont produits entre Trois-Rivières et la rivière Saguenay. En aval de cette région, ils sont en général plus faibles et fréquemment dominés par les courants dus aux vents et aux variations de la densité de l'eau (Pêches et Océans Canada 1997).

6.1.2 Détroit d'Hudson et baie d'Ungava (2^e domaine)

Les marées du détroit d'Hudson ont également un caractère semi-diurne mixte. Le marnage des marées de la baie d'Ungava est parmi les plus grands au monde, généralement entre 5 et 9 m. Il atteint un maximum de 15 à 18 m dans le secteur sud-ouest de la baie, ce qui est comparable à la baie de Fundy (Parcs Canada 2005a).

6.2 Identification de sites présentant un potentiel énergétique intéressant

Les critères et conditions d'implantation établis à la section 5.2.1 ainsi que le calcul des V_{mmv} , selon la méthode présentée à la section 5.2.2, ont permis d'identifier les sites

potentiels d'implantation dans l'estuaire du Saint-Laurent (premier domaine), ainsi que dans la région du détroit d'Hudson incluant la baie d'Ungava et le bassin Foxe (deuxième domaine).

6.2.1 Estuaire du Saint-Laurent

Une première analyse graphique de la vitesse horizontale maximale atteinte en surface, U_{\max} (soit environ la moyenne de la vitesse horizontale des 5 premiers mètres), au cours des 29 jours de simulation, est présentée à l'aide d'une carte couleur à la figure 6.1 ainsi qu'à l'annexe B (figure B.1). Sans toutefois représenter la vitesse maximale moyenne annuelle en période de vives-eaux, la V_{mmv} , cette figure donne une bonne indication des endroits où la vitesse d'écoulement est assez élevée pour l'implantation d'hydroliennes. Quatre sites potentiels ont été identifiés à l'aide des valeurs obtenues :

- site I (Cacouna) : zone entre l'île aux Lièvres, l'île Rouge et l'île Verte, à la hauteur du port de Gros-Cacouna;
- site II (Tadoussac) : zone située à l'embouchure du fjord du Saguenay;
- site III (Cap-aux-Oies) : zone qui s'étend de l'île aux Coudres à La Malbaie en passant par Cap-aux-Oies;
- site IV (Québec) : zone se situant juste en aval du pont de Québec.

Ces quatre sites sont identifiés aux figures B.2, B.3 et B.4 de l'annexe B. Les résultats de la première analyse graphique ont été confirmés par une seconde analyse portant sur l'évolution de la vitesse maximale du courant en fonction de la profondeur (5 à 30 m) et qu'il n'a donc pas été nécessaire de retenir en annexe.

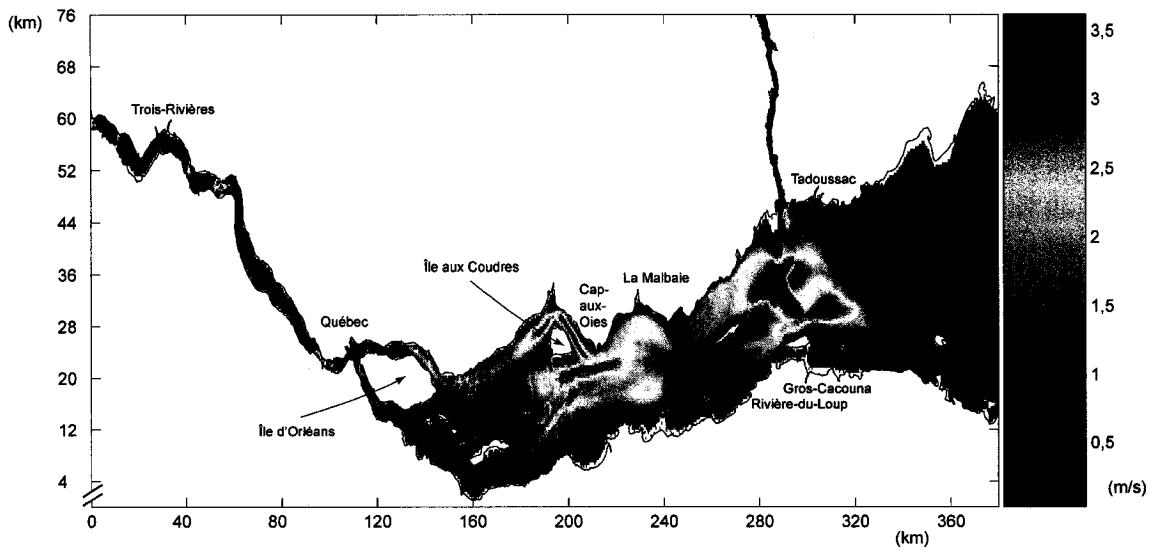


Figure 6.1 : Vitesses maximales de surface pour l'estuaire du Saint-Laurent

Note : La projection est de type Lambert conforme et les distances en km font référence à la grille de discréétisation.

Les vitesses maximales moyennes annuelles (V_{mmv}) de la première couche d'eau, en période de vives-eaux, ont ensuite été calculées à différents endroits pour chaque site, selon la méthode décrite à la section 5.2.2. Les résultats pour les quatre sites sont présentés au tableau 6.1. Lorsque les sites sont larges, une valeur de V_{mmv} minimale et maximale ont été données. Il en ressort que les V_{mmv} des quatre sites sont suffisamment élevées pour permettre une implantation rentable d'hydroliennes, selon les critères d'implantation mentionnés à la section 5.2.1. L'incertitude relative moyenne sur les V_{mmv} est de l'ordre de $\pm 15\%$ (voir section 6.4). Le nombre de chiffres significatifs retenus pour l'ensemble des résultats présentés au chapitre 6 est celui qui est couramment et respectivement utilisé pour chaque donnée, indépendamment de l'incertitude sur les résultats.

Tableau 6.1 : V_{mmv} des quatre sites potentiels de l'estuaire du Saint-Laurent

Sites: Estuaire du Saint-Laurent	V_{mmv} de surface minimale (m/s)	V_{mmv} de surface maximale (m/s)
I: Cacouna	2,30	3,38
II: Tadoussac	2,12	2,62
III: Cap-aux-Oies	1,99	3,12
IV: Québec		3,04

Des sites se trouvant entre Trois-Rivières et Québec présentant des V_{mmv} de plus de 2 m/s ont également été identifiés. Cependant, comme ces derniers ont des NME inférieurs à 20 m (de 5 à 11 m), ils n'ont pas été retenus comme sites potentiels pour l'implantation d'hydroliennes dans le cadre de la présente étude.

6.2.2 Région du détroit d'Hudson

Nous avons également représenté graphiquement la vitesse horizontale maximale atteinte en surface (U_{max}) à l'aide de la série temporelle de 31 jours, pour ce domaine, à la figure 6.2 (voir également la figure C.1 de l'annexe C). Les vitesses de courant sont élevées à plusieurs sites. Cependant, comme la résolution latérale de la grille de discréétisation est de 10 km et que les composantes de vitesse calculées représentent la vitesse moyenne sur une cellule de 100 km² et d'épaisseur variable, il est possible que des vitesses de courant plus élevées, plus particulièrement près des côtes, aient échappé à l'analyse. Il a donc été décidé d'analyser les sites qui avaient une V_{mmv} supérieure à 2 m/s et également ceux qui avaient une V_{mmv} légèrement inférieure à 2 m/s pour avoir une idée du potentiel énergétique disponible dans cette région. Sept sites, dont cinq se situant

à proximité du Territoire du Nunavut, ont été identifiés (voir les figures C.2 et C.3 de l'annexe C) :

- site I (Baie d'Ungava) : zone qui se trouve dans la baie d'Ungava, au sud-est de l'île Akpatok;
- site II (Île Charles) : zone correspondant au détroit entre l'île Charles et la côte du Québec;
- site III (Île Salisbury) : zone adjacente à la côte sud de l'île Salisbury;
- site IV (Cap Dorset) : zone se situant dans les eaux près du cap Dorset;
- site V (Île Mill) : zone adjacente à la côte sud de l'île Mill;
- site VI (Péninsule Foxe) : zone adjacente à la côte sud de la péninsule Foxe, à la hauteur de l'île Mill;
- site VII (Bassin Foxe) : zone se trouvant sur la côte nord de la péninsule Foxe, dans le bassin Foxe.

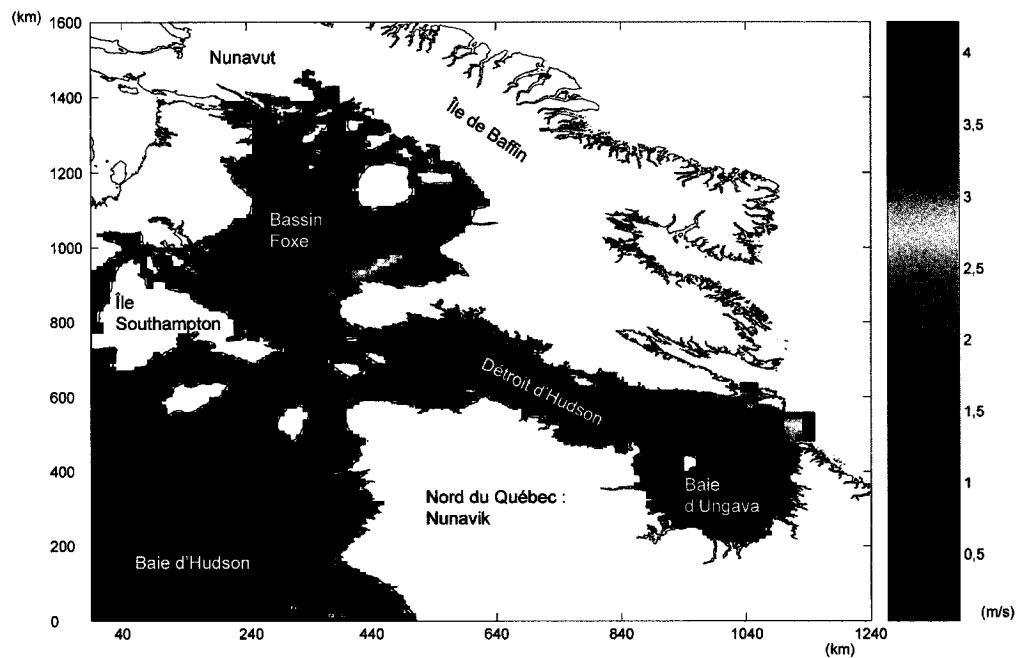


Figure 6.2 : Vitesses maximales de surface pour la région du détroit d'Hudson

Note : La projection est de type polaire stéréographique et les distances en km font référence à la grille de discréétisation.

Il faut noter que la baie d'Hudson et la baie James ont également été analysées à partir du modèle. Aucune vitesse de courant assez élevée n'a cependant été repérée. Le tableau 6.2 présente les V_{mmv} pour les sept sites du deuxième domaine. L'incertitude relative moyenne est de l'ordre de $\pm 15\%$ (voir section 6.4).

Tableau 6.2 : V_{mmv} des sept sites potentiels de la région du détroit d'Hudson

Sites: Région du détroit d'Hudson	V_{mmv} de surface (m/s)
I: Baie d'Ungava	2,00
II: Île Charles	1,66
III: Île Salisbury †	1,83
IV: Cap Dorset †	1,76
V: Île Mill †	1,85
VI: Péninsule Foxe †	1,68
VII: Bassin Foxe †	2,51

† Sites se trouvant à proximité du Territoire du Nunavut

Trois autres sites qui semblent extrêmement énergétiques ont également été identifiés à l'aide de la représentation graphique de U_{max} (figure 6.2). Il s'agit de la sortie du détroit d'Hudson (avant la mer du Labrador), du détroit Gray, entre les îles Button et l'île Killinek, et du détroit Gabriel, entre l'île Résolution et les îles Lower Savage (voir figure C.2 à l'annexe C). Or, comme ces sites se trouvent à la frontière (est) de la grille de calcul, les valeurs de vitesses calculées par le modèle numérique sont incertaines (selon l'équipe de l'ISMER); ils n'ont donc pas été analysés. Selon la carte marine 5300, les courants maximaux de surface de flot et de jusant sont entre 5 et 7 nœuds pour ces trois sites, ce qui est élevé.

Un autre site dont les vitesses de pointe semblent assez élevées pour offrir une exploitation rentable d'hydroliennes peut être observé sur la figure 6.2. Il s'étend au nord de l'île Southampton, dans les détroits de Roes Welcome et Gelé. Ce site n'a pas

été retenu, car nous avons jugé qu'il était trop éloigné du Québec pour justifier son analyse dans la présente étude.

6.3 Résultats obtenus à l'aide de la méthode d'analyse du flux

La puissance totale moyenne de la ressource (P_{totale_moy}) a ensuite été calculée pour chacun des sites des deux domaines à l'aide de la méthode d'analyse du flux. Nous rappelons que la méthode d'analyse des centrales hydroliennes n'a pas été retenue à cause de sa forte dépendance de la technologie d'implantation choisie (voir section 5.2.3.1). La méthode d'analyse du flux spécifie que l'énergie totale d'un site est fixée par le courant qui entre en amont de la section d'écoulement du site. Puisque la direction des courants de marée change de sens à toutes les renverses, il est difficile de déterminer une section transversale qui représente l'entrée en amont d'une section d'écoulement (particulièrement pour les sites du fleuve Saint-Laurent). Il a donc été décidé de calculer la P_{totale_moy} à plusieurs sections transversales présentant les vitesses maximales les plus élevées pour chaque site et de retenir la valeur maximale. Les zones les plus énergétiques ont été repérées à l'aide de l'analyse graphique représentant U_{max} en surface pour les deux domaines.

Certains sites s'étendent en largeur sur l'ensemble de la section d'écoulement (de rive à rive). Or, les sites I, II et III de l'estuaire du Saint-Laurent ainsi que la plupart des sites de la région du détroit d'Hudson ne s'étendent pas sur l'ensemble de la section transversale. Dans ce cas, les sections de calcul ont été délimitées par les cellules présentant des V_{mmv} assez élevées pour l'implantation. La puissance totale présentée dans les résultats est donc légèrement inférieure à celle de toute la section d'écoulement.

6.3.1 Résultats pour l'estuaire du Saint-Laurent

6.3.1.1 Puissance totale moyenne

La puissance totale moyenne obtenue pour le site I est de **387,7 MW**, de **30,8 MW** pour le site II, de **156,1 MW** pour le site III et de **42,2 MW** pour le site IV. Ces valeurs se retrouvent dans le tableau 6.3 de la page 93. La valeur pour le site I exclue le flux du Saguenay. Il pourrait sembler possible de séparer le site I (et le site III) en deux sites distincts puisqu'ils s'étendent sur plusieurs kilomètres dans la direction longitudinale. Or, il est important de ne pas exploiter en deux sites différents trop rapprochés le même flux énergétique. Il n'existe pas de règle simple pour déterminer la relative indépendance de deux sites sans calculer l'effet de l'extraction énergétique de l'un sur l'autre. Il faut cependant être prudent avec l'estuaire du Saint-Laurent puisqu'il représente un seul et même canal.

Une étude réalisée par la RGU (Bryden et Couch 2004) éclaire la question. Dans cette dernière, Bryden et Couch tentent d'évaluer les impacts sur les conditions d'écoulement à l'aide de simulations tridimensionnelles de régimes hydrodynamiques, pour des extractions énergétiques de 10, 20 et 50 % de la ressource énergétique totale (donc pour des énergies disponibles représentant 10, 20 et 50 % de l'énergie totale si les pourcentages sont considérés comme des FIS). Le canal simulé a une profondeur moyenne de 30 mètres et sa section transversale est séparée en dix couches. L'extraction se produit sur 15 m dans les couches 3 à 7, laissant ainsi 6 m de E_f et 9 m de E_d . L'analyse montre que l'influence de l'extraction énergétique sur les vitesses d'écoulement (pour le canal simulé) peut avoir des effets résiduels jusqu'à plus de 7 km en aval du site d'extraction lorsque la totalité de l'énergie disponible est extraite (c'est-à-dire lorsque est implantée la centrale hydrolienne la plus grosse possible sans engendrer d'impacts économiques et environnementaux indésirables importants). Cette influence est d'autant plus grande que le pourcentage d'extraction est élevé. Cependant, dans

l'étude de la RGU, l'extraction énergétique est simulée sur l'ensemble de la section transversale des couches 3 à 7. En réalité, l'aire totale balayée par une rangée d'hydroliennes correspond à une fraction de cette surface transversale.

6.3.1.2 Facteur d'impact significatif

Une fois que la puissance totale moyenne a été calculée, il faut ensuite déterminer quelle quantité d'énergie, correspondant à une fraction de la ressource énergétique totale de chaque site, peut être extraite sans engendrer d'impacts économiques ou environnementaux importants. La RGU suggère d'appliquer un FIS moyen de 10 à 50 % à la ressource énergétique totale pour évaluer la ressource énergétique disponible (voir section 5.2.3.3). Comme l'estuaire du Saint-Laurent ne sépare pas deux océans, et que les courants de l'estuaire ne sont pas gouvernés par une différence de charge fixe entre ses deux extrémités, il est probable que 50 % de la ressource totale pourrait être extraite sans avoir d'effets importants sur les conditions hydrodynamiques. Il faut cependant rappeler que les conclusions tirées des travaux de la RGU sont basées sur des modèles hydrodynamiques unidimensionnels.

Le tableau 6.3 présente les puissances totales moyennes, les FIS et l'énergie annuelle disponible pour les sites de l'estuaire du Saint-Laurent. Nous rappelons que la P_{totale_moy} a été calculée à l'aide de la série temporelle de 29 jours et n'est donc pas une moyenne annuelle proprement dite. La question du facteur d'incertitude sur les valeurs est traitée plus loin, à la section 6.4.

Tableau 6.3 : Résultats obtenus à l'aide de la méthode d'analyse du flux pour l'estuaire du Saint-Laurent

Sites: Estuaire du Saint-Laurent	P_{totale_moy} (MW)	Énergie annuelle totale (TWh/année)	FIS (%)	$P_{disponible_moy}$ (MW)	Énergie annuelle disponible (TWh/année)
I: Cacouna	387,7	3,40	50	193,9	1,70
II: Tadoussac	30,8	0,27	50	15,4	0,13
III: Cap-aux-Oies	156,1	1,37	50	78,1	0,68
IV: Québec	42,2	0,37	50	21,1	0,18
Total	616,8	5,40	50	308,4	2,70

6.3.1.3 Calcul à l'aide de l'analyse harmonique pour le site IV de l'estuaire

Puisque le site IV n'est pas aussi large que les trois autres, il a été possible de faire une analyse harmonique des composantes de vitesse sur l'ensemble des cellules représentant la section d'écoulement. L'analyse harmonique a permis de recréer l'ensemble des valeurs de composantes de vitesse et de niveaux d'eau pour l'année 2002 avec un pas de temps de 15 minutes. Il a donc été possible de calculer $P_{totale_moy_année}$ pour toute l'année.

Cette valeur a ensuite été comparée à la valeur de P_{totale_moy} qui avait été calculée pour 29 jours. Il en résulte que la valeur de $P_{totale_moy_année}$ est majorée de 1,16 % par rapport à la valeur de P_{totale_moy} . Il n'existe donc probablement pas une différence significative entre les valeurs de puissance moyenne calculées, d'une part, avec le modèle numérique (à partir de la série temporelle de 29 jours avec un pas de temps d'une heure), et, d'autre part, celles calculées avec l'analyse harmonique (pour toute l'année avec un pas de temps de quinze minutes).

6.3.2 Résultats pour la région du détroit d'Hudson

6.3.2.1 Puissance totale moyenne

La puissance totale moyenne sur 31 jours obtenue pour le site I est de **1 172,8 MW**, de **254,2 MW** pour le site II, de **346,9 MW** pour le site III, de **322,1 MW** pour le site IV, de **1 619,7 MW** pour le site V, de **1 064,8 MW** pour le site VI et de **617,2 MW** pour le site VII. Ces valeurs ont été obtenues à l'aide de la méthode d'analyse du flux et sont également présentées dans le tableau 6.4, à la page suivante.

6.3.2.2 Facteur d'impact significatif

Il est difficile d'établir un FIS pour la région du détroit d'Hudson d'après les barèmes établis par la RGU (voir section 5.2.3.3). Les sites de ce domaine ne correspondent pas directement à un des cinq types de site identifiés par les chercheurs. Une valeur conservatrice de FIS de 20 % a finalement été choisie pour l'ensemble des sites de la région du détroit d'Hudson, bien que la valeur réelle, si on la calculait à l'aide de modèles tridimensionnels puisse s'avérer plus élevée. Elle pourrait peut-être même atteindre 50 %. Le tableau 6.4 présente les puissances totales moyennes, les FIS et l'énergie annuelle disponible pour les sites de la région du détroit d'Hudson. L'incertitude moyenne relative sur les valeurs est traitée à la section 6.4.

Tableau 6.4 : Résultats obtenus à l'aide de la méthode d'analyse du flux pour la région du détroit d'Hudson

Sites: Région du détroit d'Hudson	P_{totale_moy} (MW)	Énergie annuelle totale (TWh/année)	FIS (%)	$P_{disponible_moy}$ (MW)	Énergie annuelle disponible (TWh/année)
I: Baie d'Ungava	1 172,8	10,27	20	234,6	2,05
II: Île Charles	254,2	2,23	20	50,8	0,45
III: Île Salisbury †	346,9	3,04	20	69,4	0,61
IV: Cap Dorset †	322,1	2,82	20	64,4	0,56
V: Île Mill † *	1 619,7	14,19	20	323,9	2,84
VI: Péninsule Foxe † ■	1 064,8	9,33	20	213,0	1,87
VII: Bassin Foxe †	617,2	5,41	20	123,4	1,08
Total	5 397,7	47,28	20	1 079,5	9,46

† Sites se trouvant à proximité du Territoire du Nunavut

* Puisque ce site est profond (voir tableau 6.7), nous avons également calculé la P_{totale_moy} pour les 50 premiers mètres (902,2 MW) et les 100 premiers mètres (1 420,7 MW)

■ Puisque ce site est profond (voir tableau 6.7), nous avons également calculé la P_{totale_moy} pour les 50 premiers mètres (437,0 MW) et les 100 premiers mètres (786,1 MW)

6.4 Estimation des incertitudes

L'incertitude relative moyenne sur les valeurs de vitesses calculées par le modèle numérique tridimensionnel pour l'estuaire du Saint-Laurent est de $\pm 15\%$ (Saucier et al. 1999). Cette incertitude a été établie en comparant les valeurs de vitesses calculées avec des valeurs de vitesses réelles mesurées à l'aide de courantomètres pour des périodes entre 1973 et 1982, pour des profondeurs allant de 5 à 50 m sous la surface libre. Les

simulations du modèle numérique ont été réalisées pour les périodes correspondantes. L'incertitude moyenne relative sur les V_{mmv} est donc de l'ordre $\pm 15 \%$.

L'incertitude moyenne relative sur une puissance instantanée associée à une valeur de vitesse unique est, quant à elle, de $\pm 45 \%^2$ (si nous considérons qu'il n'y a aucune incertitude sur ρ et A). Cependant, l'incertitude sur $P_{\text{totale_moy}}$ est assurément plus faible puisque que cette puissance moyenne est calculée sur plusieurs valeurs au long d'un cycle de marée d'un mois. La moyenne sur une plus longue période de temps a pour effet de minimiser les écarts avec les valeurs réelles par effet de compensation entre certaines valeurs calculées trop élevées et d'autres trop faibles (compensation temporelle). De plus, le modèle numérique applique l'équation de continuité et conserve la masse d'eau totale sur l'ensemble du domaine pour chaque instant Δt . Le débit total sur une section complète d'écoulement respecte alors l'équation de continuité (compensation spatiale) bien que, sur chaque cellule tridimensionnelle, la valeur calculée de la vitesse puisse différer de la valeur réelle. Ces compensations temporelles et spatiales associées au calcul de la $P_{\text{totale_moy}}$ permettent de croire que l'incertitude moyenne relative réelle sur ce calcul est sensiblement plus faible que $\pm 45 \%$, bien qu'elle ne puisse être calculée directement.

L'incertitude sur la production énergétique moyenne d'une hydrolienne se situe entre l'incertitude maximale de $\pm 45 \%$ et celle de la $P_{\text{totale_moy}}$. En effet, la $P_{\text{hydro_moy}}$ pour un mois ou plus est affectée par la même compensation temporelle que le calcul de la $P_{\text{totale_moy}}$. Mais, comme le calcul de $P_{\text{hydro_moy}}$ se fait sur une superficie beaucoup plus restreinte (voir section 6.5), l'aire balayée par le rotor, son incertitude n'est pas diminuée par la compensation spatiale. Des mesures de courants localisées, dans le cas d'une

Si $P = c * V^3$ et $c = \rho * A = \text{constante}$

² $\Rightarrow \frac{dP}{P} = \frac{3cV^2dV}{cV^3} \Rightarrow \frac{dP}{P} = \frac{3dV}{V}$

implantation réelle, pourraient alors être nécessaires afin d'obtenir une valeur plus exacte de la puissance moyenne réelle récupérable par l'hydrolienne à son emplacement précis. Cependant, comme il est très onéreux d'installer un instrument de mesure en permanence in situ, il faut avoir recours, dans tous les cas, du moins en partie, à la modélisation numérique ou mathématique (superposition d'ondes sinusoïdales) pour compléter les valeurs réelles manquantes.

Le manque de données réelles de vitesses de courant et la faible résolution du modèle pour la région du détroit d'Hudson rendent une validation des courants assez difficile. En effet, il a été impossible pour les concepteurs de valider directement l'incertitude sur les résultats du deuxième domaine. Puisque les amplitudes de marée obtenues par le modèle présentent généralement une incertitude relative de 10 %, par rapport aux données d'amplitude mesurées que l'on trouve dans la littérature (Saucier et al. 2004), il a été conclu que les vitesses de courant obtenues par le modèle devaient être sensiblement proches de la réalité. L'incertitude moyenne relative des vitesses de courant calculées pour la région du détroit d'Hudson n'est cependant pas connue.

6.5 Puissance produite par l'implantation d'une centrale hydrolienne au site I (Cacouna) de l'estuaire du Saint-Laurent

L'énergie pouvant être extraite à l'aide d'hydroliennes a été calculée pour une zone du site I de l'estuaire du Saint-Laurent, à titre d'exemple. Ce calcul a été réalisé pour un seul site parce que, dans chaque cas d'espèce, les résultats dépendent de la technologie utilisée et des choix en matière de densité d'installation et d'allocation de E_d et de E_f . En effet, il aurait été superflu de réaliser ce calcul pour tous les sites puisque les valeurs d'énergie ainsi obtenues ne seraient qu'indicatives et préliminaires en étant, de toute façon, limitées par l'énergie disponible.

Pour calculer l'énergie totale produite par la centrale, il aurait fallu calculer l'énergie extraite par chaque hydrolienne, en fonction de la variation locale des vitesses de courant, pour chaque pas de temps. Puisque ce calcul est très long et qu'il dépend du diamètre maximal pouvant être implanté à chaque endroit ainsi que de la V_{mmv} locale, on a plutôt choisi de calculer l'énergie extraite par une hydrolienne donnée à un endroit précis, sensiblement représentatif des conditions moyennes, et ensuite de la multiplier par le nombre total d'hydroliennes pouvant être installées sur le site. Comme le fleuve est large à cet endroit, les courants de marée n'ont pas toujours la même orientation. Il a donc été supposé que les hydroliennes étaient munies d'un dispositif d'orientation leur permettant de s'aligner constamment avec le courant dominant. Cependant, le gain énergétique procuré par ce dispositif relativement onéreux pourrait être minime si, en revanche, l'axe des hydroliennes restait à la fois fixe et orienté parallèlement aux courants les plus énergétiques au cours du cycle de marée.

La géométrie du site I (Cacouna) permet de le subdiviser en quatre zones (A, B, C et D) (voir la figure B.5 à l'annexe B) dont la profondeur d'eau (NME) est de :

- zone A : 30 à 85 m;
- zone B : 50 à 120 m;
- zone C : 25 à 50 m;
- zone D : 50 à 100 m.

On pourrait décider de développer seulement une de ces quatre zones ou une combinaison des zones A et C, A et D, B et C ou B et D. Les zones A et B se trouvent dans le chenal nord de la voie maritime qui est très fréquenté par des navires commerciaux à large tirant d'eau (au maximum 15,5 m à la MNPB). Les zones C et D semblent être de meilleurs choix pour le développement d'une centrale hydrolienne puisqu'il y a peu de navigation commerciale dans le chenal sud. Le tirant d'eau maximum des bateaux qui se rendent au port de Gros-Cacouna, localisé sur la rive droite

du fleuve, est de 7,5 m à la MNPB. Il peut donc être supposé, en étant conservateur, que le tirant d'eau maximal à la MNPB est de 7,5 m pour les zones C et D.

Une colonne d'eau se trouvant dans la zone C et ayant une profondeur de 37 m à la MNPB a été choisie pour faire les calculs. Quatre types de calcul ont été réalisés pour couvrir différentes possibilités d'installation (voir tableau 6.5). Le calcul I a été fait en laissant un E_d de 8 m, pour laisser un espace correspondant au tirant d'eau maximal des bateaux à la MNPB majoré d'un pied de pilote de 50 cm. Un E_f de 7 m a été accordé au-dessous de la turbine, ce qui permet un diamètre de 22 m. Une vitesse nominale équivalent à 71 % de la V_{mmv} moyenne sur l'ensemble de la surface du rotor et une vitesse de démarrage de 0,7 m/s ont été choisies. Par ailleurs, pour les quatre calculs, nous nous sommes assurés que la V_{mmv} sur l'ensemble de la surface du rotor était plus grande que 2 m/s. Le calcul II a ensuite été fait pour une hydrolienne ayant le même diamètre mais installée plus en surface, laissant un E_d de 5 m à la MNPB et un E_f de 10 m. Le calcul III a été réalisé en augmentant le diamètre à 25 m, en gardant un E_d de 5 m à la MNPB et laissant donc un E_f de 7 m. Finalement, une valeur limite de E_f de 5 m a été choisie pour le calcul IV, ce qui permet l'implantation d'un diamètre de 27 m. De plus, comme ces quatre calculs touchent seulement cinq cellules tridimensionnelles, en plus de calculer la puissance moyenne produite par l'hydrolienne sur 29 jours, il a aussi été possible de calculer la puissance moyenne annuelle produite par celle-ci, à l'aide d'une analyse harmonique qui recrée l'ensemble des données pour toute l'année, à toutes les 15 minutes.

Tableau 6.5 : Puissance générée par une hydrolienne et facteur de capacité

Puissance générée par une hydrolienne	E_d (m)	E_f (m)	Diamètre (m)	P_{nominale} (kW)	$P_{\text{hydro_moy}}^*$ (kW)	FC (%)	V_{mmv} sur A_h (m/s)
Calcul I	8	7	22	286,0	91,9	32,1	2,18
Calcul II	5	10	22	354,1	116,9	33,0	2,34
Calcul III	5	7	25	417,8	134,4	32,2	2,27
Calcul IV	5	5	27	455,1	142,3	31,3	2,22

* Valeurs obtenues à l'aide de l'analyse harmonique

La puissance moyenne calculée avec un pas de temps d'une heure, à l'aide de la série temporelle de 29 jours, n'est pas présentée. Pour les quatre calculs, cette puissance était majorée d'au plus 1,3 %, par rapport à la valeur obtenue pour toute l'année avec des données calculées à toutes les 15 min. À la lumière de ce qui a été présenté à la section 6.3.1.3, nous pouvons conclure que la différence maximale entre les puissances moyennes calculées à l'aide d'une analyse harmonique et à l'aide de la série temporelle de 29 jours se situe autour de $\pm 1,3 \%$.

La quantité d'énergie que produit une hydrolienne est directement fonction de sa proximité de la surface et de son diamètre. Cependant, le facteur de capacité (FC) ne varie pas de manière significative en fonction de ces deux paramètres. Il est davantage affecté par le choix de la vitesse nominale et les facteurs de rendement de l'hydrolienne. Pour chaque site, il est donc important d'évaluer le coût d'implantation d'une plus grosse hydrolienne (en regard de son FC), versus le coût de production du kWh. Un facteur de capacité de plus de 0,3 est considéré comme étant rentable pour une turbine qui exploite l'énergie de l'écoulement d'un fluide. En pratique, les FC des éoliennes varient de 25 à 30 % (Danish Industry Wind Association 2003).

La zone C permet d'installer 16 rangées de 72 hydroliennes ayant une turbine de 22 m de diamètre, selon le critère de densité d'installation présenté à la section 5.2.5.2 et les NME de la zone. Selon le calcul I, le plus conservateur, ces 1 152 hydroliennes produiraient environ 106 MW, en moyenne, pour une puissance installée de 329 MW.

La puissance directement récupérée par les hydroliennes, avant les pertes dues aux équipements, 120 MW ($\eta_{\text{total}} = 88,46\%$), correspond à 61,9 % de la puissance disponible moyenne pour l'ensemble du site de Cacouna. L'énergie annuelle produite par une telle centrale, avec une disponibilité de 97 %, est de 900,7 GWh.

6.6 Avantages et désavantages de chaque site

6.6.1 Résumé des résultats pour les deux domaines

Les valeurs de puissance disponible moyenne pour les deux domaines doivent être considérées à titre indicatif puisque les FIS n'ont pas été validés avec des analyses numériques tridimensionnelles de l'écoulement à chaque site. Pour la région du détroit d'Hudson, la très faible résolution latérale du modèle (10 km) nous empêche de faire une analyse détaillée de chaque site. La plupart de ces sites sont très énergétiques, parce qu'ils sont très larges et profonds. Il est possible que leur largeur soit revue à la baisse avec une grille de discrétisation présentant une résolution plus élevée et qui permettrait de mieux délimiter les zones où la V_{mmv} de surface dépasse 2 m/s. Par ailleurs, nous rappelons que la faible résolution du modèle pourrait faire en sorte que des sites potentiels présentant des courants locaux élevés le long de certaines côtes n'aient pas été repérés. Le tableau 6.6 présente la somme des résultats obtenus pour les deux domaines d'étude. Le tableau 6.7 présente les pourcentages de la ressource totale et disponible répartis dans chaque site ainsi que leurs caractéristiques bathymétriques.

Tableau 6.6 : Somme des puissances moyennes et quantité d'énergie pour les deux domaines

$P_{\text{totale_moy}}$ (MW)	Énergie annuelle totale (TWh/année)	$P_{\text{disponible_moy}}$ (MW)	Énergie annuelle disponible (TWh/année)
6 014,5	52,69	1 387,9	12,16

Tableau 6.7 : Pourcentage de la ressource totale, disponible et caractéristiques bathymétriques de chaque site pour les deux domaines

Sites	NME (m) (intervalle moyen)	Largeur moyenne approximative du site (m)	% de la ressource totale	% de la ressource disponible	
Estuaire du Saint-Laurent					
I: Cacouna	A	30 à 85	7 200	6,45	13,97
	B	50 à 120	3 200		
	C	25 à 50	7 200		
	D	20 à 100	5 600		
II: Tadoussac		25 à 50	1 400	0,51	1,11
III: Cap-aux-Oies		20 à 70	4 000	2,60	5,62
IV: Québec		20 à 50	450	0,70	1,52
Région du détroit d'Hudson					
I: Baie d'Ungava	35 à 95	40 000	19,50	16,90	
II: Île Charles	95	10 000	4,23	3,66	
III: Île Salisbury †	45 à 60	20 000	5,77	5,00	
IV: Cap Dorset †	110	10 000	5,36	4,64	
V: Île Mill †	115 à 185	20 000	26,93	23,34	
VI : Péninsule Foxe †	210	20 000	17,70	15,34	
VII: Bassin Foxe †	20 à 30	30 000	10,26	8,89	

† Sites se trouvant à proximité du Territoire du Nunavut

6.6.2 Estuaire du Saint-Laurent

Les quatre sites de l'estuaire du Saint-Laurent sont relativement énergétiques. L'énergie annuelle disponible de ces quatre sites (2,70 TWh/année) représente environ 1,64 % de la demande énergétique annuelle totale du Québec. Cette dernière correspondait en 2004 presque directement au volume d'électricité patrimoniale qui est de 165 TWh (Hydro-Québec 2005). L'énergie annuelle disponible correspond également à 135 % de la croissance de la demande énergétique moyenne annuelle pour la prochaine décennie, soit 2 TWh par année (Hydro-Québec 2005). Les quatre sites se trouvent également à proximité des lignes de transport d'Hydro-Québec qui longent l'estuaire, ce qui facilite leur intégration avec le réseau de distribution électrique déjà existant. Chaque site présente différents avantages et désavantages en terme de développement.

Dans l'estuaire, la saison des eaux libres dure sept à huit mois (Parcs Canada 2005b). La banquise fragmentée qui recouvre l'estuaire en dehors de cette période pose une contrainte quant au type d'hydroliennes pouvant y être installées. En effet, dans la plupart des cas, aucune partie du mécanisme ne peut émerger de l'eau si une couverture de glace se forme. Les hydroliennes comme celles des entreprises HS ou possiblement celles de UEK, avec de plus larges diamètres, sont donc à privilégier pour l'estuaire. D'autres mécanismes avec structures émergentes pivotantes pourraient possiblement être installés là où il y a formation d'une couverture de glace fragmentaire. Cette hypothèse demeure à être vérifiée avec le développement de la technologie. La glace la plus épaisse qui se forme dans le chenal principal de l'estuaire est dite de type de première année et a une épaisseur maximale de deux mètres, bien qu'elle ne dépasse que rarement un mètre (Service canadien des glaces 2001).

Le site I présente une très grande superficie pour l'installation d'hydroliennes. De plus, les zones C et D du site se trouvent dans le chenal sud où il y a très peu de navigation commerciale, un avantage important par rapport aux trois autres sites. Les rotors des hydroliennes peuvent donc y être installés plus près de la surface et ainsi générer plus d'énergie. En revanche, un nouveau projet de construction d'un port méthanier à Gros-Cacouna, soutenu par Petro Canada et TransCanada, pourrait sensiblement augmenter le trafic maritime dans le chenal sud, s'il est réalisé. Dans tous les cas, des restrictions localisées de navigation pourraient permettre ailleurs le passage des navires tout en permettant l'exploitation d'une centrale hydrolienne.

La ressource disponible du site I pourrait amplement fournir les villes environnantes en électricité. Elle équivaut à environ 10 408 % et 7 790 % de la demande énergétique résidentielle, institutionnelle et industrielle de 2004 des villes de Tadoussac et de St-Georges-de-Cacouna respectivement (Hydro-Québec 2006). Elle représente environ 528 % de la demande énergétique résidentielle et institutionnelle de la ville de Rivière-du-Loup pour la même année (les données sur le secteur industriel sont confidentielles pour

cette ville) (Hydro-Québec 2006). L'énergie produite par l'implantation d'une centrale à cet endroit pourrait également être distribuée vers la métropole et les villes environnantes.

Les NME de la zone C sont idéaux pour l'implantation d'hydroliennes de première génération sans structure émergente (à cause de la formation de la couverture de glace en hiver). Les NME des zones A, B et D dépassent cependant 50 m en totalité ou en partie; ce qui limite le développement prochain de certaines parties de ces zones. Seul des hydroliennes de deuxième génération, dont celles que MCT compte développer, ancrées au fond, pourraient être installées à des NME de plus de 50 m. Un deuxième problème surviendrait alors puisque ce type d'hydrolienne nécessiterait un flotteur qui émergerait à la surface, ce qui est impossible à cause de la couverture de glace. Il pourrait toutefois être envisagé de développer un type d'hydrolienne pouvant être installé à de grandes profondeurs basé sur le modèle de UEK, une hydrolienne possédant une flottabilité positive sans structure émergente (voir section 4.4.1).

Plus de 13 espèces de mammifères marins, dont le rorqual bleu et le béluga, une espèce en voie de disparition, fréquentent le fleuve Saint-Laurent (Gouvernement du Québec 2005). Les baleines sont particulièrement nombreuses à la hauteur de Tadoussac. Les zones A, B et une partie de la zone C se trouvent d'ailleurs dans le milieu protégé du parc marin du Saguenay-Saint-Laurent dont l'objectif principal est de préserver et mettre en valeur le milieu marin (Parcs Québec 2006). Cette situation risque de limiter le développement possible du site I. Il est toutefois généralement accepté que les hydroliennes ont peu d'impact sur les mammifères marins (voir chapitre 7).

Le site II fait, lui aussi, parti du territoire du parc marin du Saguenay-Saint-Laurent. En outre, plusieurs navires entrent dans le fjord du Saguenay à cet endroit. Cependant, l'embouchure du Saguenay demeure libre de glace en raison des forts courants (Parcs Canada 2005b) et les NME du site ne dépassent pas 50 m. Ceci pourrait permettre l'installation d'hydroliennes avec structures émergentes, en zones restreintes, afin de ne

pas nuire à la navigation. L'énergie disponible du site II correspond à environ 826 % de la demande énergétique résidentielle, institutionnelle et industrielle de la ville de Tadoussac en 2004 (Hydro-Québec 2006).

Le site de Cap-aux-Oies présente également des profondeurs d'eau favorables à l'implantation d'hydroliennes de première génération puisque les NME de la majeure partie de la superficie du site ne dépassent pas 50 m. Le développement de la zone passant au nord de l'île aux Coudres est cependant limité parce que la voie maritime longe le côté nord du Saint-Laurent en passant au nord de l'île. Les tirants d'eau des bateaux qui se rendent au port de Québec peuvent atteindre 15,5 m (à Saint-Romuald) à la MNPB de Québec. L'énergie disponible du site III correspond à environ 429 % de la demande énergétique résidentielle, institutionnelle et industrielle de la ville de La Malbaie en 2004 (Hydro-Québec 2006).

Puisque le site IV est en amont du port de Québec, on n'aurait pas à préserver un E_d pour les navires à fort tirant d'eau parce que ceux-ci arrêtent leur course au port de Québec. Les tirants d'eau maximum des navires qui se rendent aux ports de Trois-Rivières et Montréal sont d'environ 11 m à la MNPB. Les piliers du pont pourraient nuire à l'installation d'hydroliennes en créant des effets de sillage nuisibles au bon fonctionnement des machines. Cet effet dépend de la distance en aval du pont où les hydroliennes sont installées. Ce site énergétique se trouve très près de la ville de Québec dont la demande énergétique annuelle fut de 4 265,5 GWh en 2004 (Hydro-Québec 2006). La ressource disponible du site IV correspond donc à environ 4,3 % de la demande énergétique résidentielle, institutionnelle et industrielle de la ville de Québec de 2004. Elle correspond à environ 32,7 % de celle de la ville de Lévis qui se trouve également à proximité (Hydro-Québec 2006).

Finalement, quelques 65 espèces de poissons d'eau salée, de poissons d'eau douce et de poissons anadromes forment l'ichtyofaune de l'estuaire du Saint-Laurent (Parcs Canada

2005b). On peut se demander si l'implantation d'hydroliennes pourrait nuire à ces espèces. Mais, tel que discuté au chapitre 7, la faible vitesse de rotation des pales laisse à croire que les poissons ne pourraient pas être blessés par celles-ci.

6.6.3 Région du détroit d'Hudson

Les sept sites de la région du détroit d'Hudson sont très énergétiques. Ils contiennent 89,75 % de l'énergie totale de tous les sites analysés dans cette étude, en partie à cause de leur grande largeur et profondeur. L'énergie disponible de ces sites correspond à environ 5,73 % de la demande énergétique annuelle totale du Québec. Selon une analyse numérique préliminaire, l'énergie totale des sites de la région pourrait augmenter de plus de 50 % si les trois sites à l'entrée du domaine de calcul, qui n'ont pu être étudiés (voir section 6.2.2), étaient inclus dans l'analyse. Bien que certains des sites du deuxième domaine soient très profonds, trois d'entre eux (les sites I, III et VII) présentent des NME qui pourraient permettre l'installation d'hydroliennes de première génération.

Évidemment, le plus grand désavantage des sites de la région du détroit d'Hudson est leur grand éloignement des centres urbains et des réseaux de distribution électrique. Il est clair qu'il serait impossible d'exploiter ceux-ci de manière rentable pour l'ensemble du Québec. Cependant, certains d'entre eux pourraient être exploités pour des besoins énergétiques locaux, lesquels pourraient croître dans l'avenir. La population inuit du territoire du Nunavik (Québec), qui se situe au nord du 55^{ème} parallèle, est répartie entre 14 villages isolés, le long de la côte de la baie d'Ungava, du détroit d'Hudson et de la baie d'Hudson. Un village cri se trouve également sur le territoire. L'approvisionnement énergétique de ces communautés est entièrement assumé par des centrales thermiques alimentées au diesel. L'énergie ainsi produite coûte entre 30 et 48 ¢/kWh (Hydro-Québec 2006) et cette méthode de production énergétique pollue l'atmosphère. Elle nécessite également le transport de carburant à travers des milieux écologiques sensibles. Il est prévu que la demande énergétique de ces villages atteigne 380 GWh en

2025. En 2000, 53 GWh ont été produits pour ces communautés (Briand et Claisse 2004). Le site II devient donc très intéressant puisqu'il est situé à proximité du village de Salluit.

Puisque le modèle ne couvre pas les estuaires des cours d'eau qui se jettent dans la baie d'Ungava, il a été impossible d'évaluer leur potentiel énergétique. Ceux-ci présentent des marnages moyens qui sont parmi les plus grands au monde, entre 5,5 et 8,5 m (Briand et Claisse 2004). Il est fort probable que les courants de marée y soient élevés. Le développement de centrales hydroliennes dans ces estuaires pourrait contribuer à fournir de l'énergie renouvelable aux communautés inuit.

Les effets conjugués de la forte amplitude des marées et des courants qu'elles engendrent font que le détroit d'Hudson n'est jamais recouvert à plus de 60 % de sa surface par la glace en hiver (Parcs Canada 2005a). L'eau est libre de glace pendant trois ou quatre mois durant l'été. En revanche, des icebergs sont régulièrement observés dans la section orientale du détroit d'Hudson (Parcs Canada 2005a). Comme la partie submergée de ceux-ci peut descendre jusqu'à 100 m sous la surface, le développement d'un site d'hydroliennes pourrait être compromis dans cette région. Il est cependant fort probable que les icebergs ne se rendent pas jusqu'aux sites retenus pour le deuxième domaine. Comme pour l'estuaire, la présence de la glace ne permet pas, à priori, l'implantation de modèles d'hydroliennes émergentes comme ceux de l'entreprise MCT.

En raison de l'importance des masses d'eau arctique et atlantique qui se mêlent dans le détroit d'Hudson, le plancton, les invertébrés et l'ichtyofaune y sont diversifiés. La présence de quelque 60 espèces de poissons d'eau salée arctiques, subarctiques et atlantiques, de poissons anadromes et de poissons d'eau douce a été enregistrée dans la région. Une espèce de bélugas en danger fréquente la baie d'Ungava. Le détroit d'Hudson est la principale voie de migration des bélugas, des baleines boréales et des narvals se dirigeant vers la baie d'Hudson et le bassin Foxe (Parcs Canada 2005a).

Comme pour l'estuaire du Saint-Laurent, la présence de nombreux mammifères marins dans la région doit être considérée dans le développement d'un site (voir chapitre 7).

CHAPITRE 7. ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX

Les enjeux environnementaux constituent un aspect important du développement d'un projet de production énergétique, dans toutes ses phases : conception, construction, exploitation et, surtout, obtention de l'assentiment du public. Jusqu'à présent, divers prototypes d'hydroliennes ont été testés *in situ*. Mais aucun projet d'implantation à grande échelle n'a encore été réalisé, ni mené jusqu'à l'étape d'une étude d'impact exhaustive, ni déjà soumis pour obtenir l'aval des décideurs politiques et de l'opinion publique. Une des seules analyses environnementales connues a été réalisée par le International Center for Island Technology [ICIT] et IT Power LTD (1995), dans le cadre d'une étude de faisabilité pour l'implantation d'hydroliennes dans les îles Orkney et Shetland, au Royaume-Uni (BB&V 2001). MCT a également réalisé une étude d'impact complète pour l'implantation de son dernier prototype, "Seagen" (Fraenkel 2005). Celle-ci ne couvre cependant pas tous les aspects reliés à l'implantation de plusieurs hydroliennes.

La littérature sur le sujet fait tout de même l'inventaire d'une variété d'impacts environnementaux susceptibles de découler de l'implantation d'hydroliennes. La section suivante traite de l'ensemble de ces enjeux, des considérations environnementales générales aux impacts potentiels directs. Ce bilan est basé sur les prévisions logiques qu'on peut déduire de l'information disponible. De nouvelles données s'ajouteront et des ajustements à l'estimation des impacts pourront être apportés au fur et à mesure que des projets se développeront. Ce chapitre est inspiré, en particulier, des rapports de TC (2002), BB&V (2001) et Akwensivie et al. (2004), ainsi que de l'analyse environnementale réalisée par ICIT.

7.1 Impacts sur l'environnement marin dus à la présence ou au fonctionnement des machines

La présence permanente des hydroliennes, des câbles sous-marins et leurs empreintes sur le fond marin impliquent une perte relative d'habitat pour certaines espèces locales. Les zones de courant élevé présentent généralement une biodiversité limitée. L'impact sur la faune et la flore marines est donc jugé minime, bien que les câbles sous-marins puissent traverser des zones plus sensibles. Chaque site ayant ses propres caractéristiques, une évaluation au cas par cas doit être faite, en particulier pour les lieux sensibles comme le parc marin du Saguenay-Saint-Laurent.

Les pertes d'huile provenant de la boîte de vitesse des hydroliennes constituent une source possible de pollution marine. Le cas échéant, les volumes d'huile ainsi perdus seraient cependant très faibles et dilués rapidement. Cet impact est donc considéré comme étant minime et pourrait être réduit avec un scellant approprié. Le type d'enduit utilisé pour prévenir la croissance d'organismes marins sur les machines représente une deuxième source potentielle de pollution marine, s'il est toxique pour l'environnement marin. Cet enduit devrait être choisi en fonction de l'environnement dans lequel le projet sera développé de manière à limiter son spectre d'action aux organismes indésirables.

Finalement, le fonctionnement de la turbine pourrait altérer localement le transport et la déposition des sédiments. À première vue, cet impact devrait être minimal puisque l'ordre de grandeur des changements de magnitude de vitesse attendus n'est pas assez élevé pour avoir un impact significatif sur ces processus (TC 2002).

7.2 Impacts sur les conditions d'écoulement

Les travaux de la RGU et de TC (2002) démontrent que les changements induits sur les hauteurs de marée ne seraient pas significatifs suite à l'installation d'hydroliennes. En revanche, tel que discuté à la section 5.2.3, l'impact sur les vitesses d'écoulement

pourrait être relativement important, si le FIS approprié pour chaque site n'est pas respecté. Globalement, selon une simulation 3D de Bryden et Couch (2004), l'extraction énergétique, en plus de diminuer les vitesses d'écoulement au niveau des couches d'eau où l'énergie est extraite en aval et, dans une moindre mesure, en amont, a l'effet contraire d'augmenter les vitesses de courant, au-dessous et au-dessus de la zone d'extraction en aval. On peut présumer que cette dernière augmentation de vitesse se produit tout autour de la surface balayée par le rotor d'une hydrolienne. Ces effets sont d'autant plus importants que la fraction de l'énergie extraite est élevée.

Bryden et Couch (2004) concluent que ces changements de magnitude de vitesse risquent d'avoir un impact biologique et géologique sur le milieu marin s'ils sont trop importants (c'est-à-dire, si l'extraction énergétique brute est trop importante). D'abord, l'augmentation de vitesse en profondeur pourrait accélérer l'érosion des fonds marins. Deuxièmement, l'augmentation de vitesse au-dessus de la turbine, couplée à la diminution de vitesse dans la section d'extraction, créera des forces de cisaillement particulièrement élevées qui pourraient avoir des impacts importants sur la dispersion et la distribution des espèces biologiques et des déchets organiques. Finalement, Bryden prétend que la diminution locale de vitesse dans la section d'extraction pourrait avoir un impact sur la faune marine incluant les oiseaux de mer, les mammifères marins et les poissons (BBC 2004). Comme la nature et l'importance de ces impacts demeurent encore partiellement inconnues, il est essentiel, une fois qu'un site sera choisi, d'évaluer avec précision, les impacts potentiels de l'extraction énergétique sur les conditions d'écoulement ainsi que leurs effets biologiques et géologiques indirects potentiels dans l'objectif de définir un FIS approprié.

7.3 Impacts sur la faune marine

Les chercheurs d'ICIT (1995) et l'ensemble des constructeurs d'hydroliennes reconnaissent que la possibilité que des poissons ou des mammifères marins soient

frappés par le rotor en mouvement constitue une préoccupation importante. L'étude réalisée par ICIT a cependant conclu que cette situation était fort peu probable, pour deux raisons. Premièrement, à cause de la dynamique du flot autour du profil portant de la section des pales du rotor, les créatures de petite ou de moyenne taille auraient tendance à être poussées hors de son champ d'action (BB&V 2001). Deuxièmement, les gros mammifères marins sont reconnus pour être capables d'éviter les navires ainsi que leurs hélices de propulsion. Toute créature marine qui voyage à travers des courants rapides possède une grande agilité et un grand pouvoir de perception. Ces aptitudes lui procurent l'habileté d'éviter les collisions avec les objets statiques et en mouvement. Il peut donc être conclu que ces animaux adopteront ce même comportement lorsque confrontés aux rotors des hydroliennes.

Par ailleurs, des analyses environnementales complétées par des consultants indépendants, pour MCT, ajoutent que les pales des hélices des hydroliennes tournent très lentement, entre 10 et 20 tours minutes, comparativement à celles des propulseurs de navires qui tournent généralement dix fois plus vite; elles ne devraient donc pas nuire à la faune marine (Marine Current Turbines Ltd 2002b). De plus, les hydroliennes sont fixes, par opposition aux propulseurs des navires qui sont mobiles et se déplacent plus rapidement que la faune elle-même. Bref, les manufacturiers d'hydroliennes ne croient pas que la vie marine soit affectée par la faible vitesse de rotation des pales des hydroliennes qui sont maintenues dans une position fixe. Si, après installation, il s'avère que des créatures marines entraient en contact avec les rotors, certaines entreprises, dont UEK, proposent d'installer un grillage autour de la turbine, pour empêcher les poissons et mammifères de passer à travers les pales. Cet ajout aurait toutefois un impact négatif sur le rendement des machines, contrairement à d'autres mécanismes de répulsion comme une tension de chatouillement ("tickle voltage"), des lumières stroboscopiques ou des émetteurs de bulles.

Diverses méthodes ont été imaginées pour étudier les réactions de la faune marine en présence des équipements submergés. Des analyses numériques seraient utiles pour modéliser l'écoulement du flot et les forces en jeu sur des animaux marins passant à travers le rotor. Des tests de laboratoire en canalisation artificielle pourraient être réalisés avec des poissons de taille appropriée, ce qui permettrait de voir leur comportement à proximité des hydroliennes. Ultimement, le test le plus représentatif demeure la surveillance d'une vraie turbine en milieu naturel et l'observation directe des interactions entre celle-ci et la faune marine. Ce type de test pourrait toutefois s'avérer coûteux.

L'étude d'ICIT a également conclu que le bruit de basse fréquence émis dans l'eau par les machines n'interférera pas avec les capacités d'écholocalisation des cétacés. Ce son de basse fréquence pourrait même prévenir les mammifères marins de la présence des hydroliennes.

7.4 Impact en terme de sédiments contaminés

L'installation d'hydrolienne et de câbles de transmission déplacera nécessairement une certaine quantité de sédiments. L'environnement local pourrait donc être contaminé par leur dispersion s'ils contiennent, ne serait-ce qu'en partie, des substances toxiques ou radioactives. Chaque site proposé pour une implantation d'hydroliennes devrait être analysé afin de déterminer la présence ou non de contaminants dans le fond marin.

7.5 Impacts associés à la phase de construction

Il y aura évidemment une perturbation du fond marin pendant la phase de construction, probablement de faible intensité et localisée. Par ailleurs, la vie marine est généralement plus limitée dans les zones de courant élevé. En revanche, toute activité d'excavation, de coulage, voire de dynamitage, le cas échéant, aura un impact sur la faune et la flore. Les

espèces marines les plus à risque sont celles qui ne peuvent se déplacer ou qui ne se déplacent que très lentement, soit la faune benthique et la flore. Si des travaux de dynamitage sont requis, les poissons se trouvant à proximité seront vulnérables à l'onde de choc. Il est donc nécessaire de prévoir les effets négatifs possibles, sur la faune et la flore, et d'opter alors pour des sites où ces impacts pourront être totalement évités ou, sinon, limités par des mesures de protection. Somme toute, ces impacts seront temporaires si des mesures préventives sont correctement appliquées.

Toute construction d'équipement sur les côtes aura un impact, en particulier sur les oiseaux nicheurs et les phoques annelés présents au nord du 60^e parallèle (Parcs Canada 2005a). La phase de construction devra être réalisée en dehors des périodes de reproduction des oiseaux et des phoques. La construction des routes d'accès aux sites affectera également de petites zones côtières et il faudra choisir leur tracé de façon à ce que leur impact sur la faune et la flore demeure marginal.

Le bruit généré par les travaux de construction et d'excavation, et l'augmentation du trafic maritime pourrait incommoder les résidants et la faune locale. Des évaluations doivent être réalisées afin d'éviter d'induire des stress trop élevés chez les animaux, en particulier les espèces qui pourraient être en période de reproduction. Cet impact sera temporaire et probablement de faible intensité, mais des mesures devraient être prises pour en limiter les effets.

7.6 Impact visuel

L'impact visuel de la centrale devrait être minime, ou nul, en fonction de la présence, ou non, de structures émergentes. Cet impact est d'autant plus faible que la centrale se situerait généralement à une bonne distance de la côte. L'impact visuel le plus important viendrait de la présence de la station électrique sur la côte et de l'addition de câbles de transmission, afin de raccorder la centrale au réseau de distribution électrique. Des

mesures devraient être prises pour dissimuler ces équipements ou les intégrer au paysage naturel.

7.7 Impacts sur les activités marines

Tel que discuté à la section 5.2.6, la présence d'une centrale hydrolienne peut avoir un impact direct sur les activités environnantes commerciales et récréatives, principalement la pêche et la navigation. Dans certains cas, une zone d'exclusion pourrait être déterminée afin d'éviter tout risque de collision entre les hydroliennes et les navires et embarcations des autres utilisateurs de l'estuaire du Saint-Laurent et de la région du détroit d'Hudson. Chaque module émergé, le cas échéant, devrait être clairement identifié par des feux de navigation et un système d'identification électronique devrait avertir les navires de leur présence. Là où la navigation ne peut être restreinte, les installations peuvent être adaptées en conséquence pour allouer des profondeurs de navigation sécuritaires. Comme les lignes et les filets risquent de s'accrocher dans les turbines, la pêche devrait être complètement interdite à proximité des centrales. En revanche, les zones de courant élevé sont rarement fréquentées pour la pêche.

7.8 Impact global sur l'environnement

Les centrales hydroliennes n'utiliseront qu'une fraction infime de l'énergie totale provenant de l'attraction gravitationnelle que la Lune et le Soleil exercent sur la Terre et qui est transmise aux océans. En considérant la taille relativement petite des centrales, l'énergie extraite n'aura probablement qu'un effet minime sur l'équilibre énergétique macroscopique des marées.

Les bénéfices associés à l'implantation d'hydroliennes sont nombreux. D'abord, l'exploitation des courants de marée par les hydroliennes constitue une méthode d'extraction énergétique presque entièrement non polluante. Aucune pollution n'en

résulte et aucun gaz à effet de serre n'est émis (sauf durant la phase de construction). Elles ne contribuent donc aucunement aux problèmes de pollution de l'air et de changement climatique. Cet impact très positif doit être mis en lumière, par rapport à l'ensemble des impacts potentiellement négatifs associés à l'utilisation d'hydroliennes et des impacts nettement plus néfastes d'autres formes plus conventionnelles de production d'énergie. Il faut également rappeler que la ressource énergétique contenue dans les courants de marée est renouvelable, prévisible et disponible sur une base régulière. Ceci facilite l'intégration de l'énergie produite par la centrale aux réseaux de distribution électrique déjà existants.

Toute source d'énergie renouvelable a le potentiel de diminuer la demande globale en carburants fossiles et, du fait même, la pression économique pour développer davantage leur exploitation. Particulièrement dans les régions éloignées, les hydroliennes peuvent réduire la dépendance au diesel.

Finalement, bien que l'implantation d'hydroliennes en rivières n'ait pas été traitée dans cette étude, l'utilisation de cette technologie en milieu fluvial représente une source alternative d'énergie potentiellement importante. Plusieurs communautés sont localisées à proximités de systèmes hydrographiques. Des hydroliennes pourraient être implantées en petit nombre afin de répondre rapidement à des demandes énergétiques locales, temporaires ou permanentes, pour des besoins résidentiels, institutionnels ou mêmes industriels, sans produire de gaz à effet de serre.

CHAPITRE 8. CONCLUSION

Ce mémoire a principalement évalué la ressource énergétique, totale et disponible, des courants de marée dans l'estuaire du Saint-Laurent, de Trois-Rivières au Cap de Bon-Désir, et dans la région du détroit d'Hudson, incluant la baie d'Ungava et le bassin Foxe. Cette énergie pourrait être récupérée à l'aide d'hydroliennes à marée. Jusqu'à ce jour, deux méthodes d'analyse ont été élaborées dans l'industrie afin de calculer l'énergie totale contenue dans les courants de marée : la méthode d'analyse des centrales hydroliennes et la méthode d'analyse du flux. La deuxième méthode a été retenue pour cette étude puisqu'elle ne dépend pas de la technologie utilisée et de la densité d'installation des machines. Elle permet donc d'obtenir une valeur objective de la ressource totale. À la suite de ce calcul, la ressource disponible pour l'extraction énergétique par des hydroliennes a ensuite été déterminée. Cette dernière correspond à la quantité maximale d'énergie qui peut être extraite sans engendrer d'impacts économiques et environnementaux négatifs importants. La RGU a suggéré d'appliquer un facteur d'impact significatif (FIS), variant entre 10 et 50 %, à la ressource énergétique totale pour obtenir la ressource disponible. Bien que ce facteur soit différent pour chaque site et qu'il ne puisse être déterminé sans analyse numérique approfondie, les travaux de la RGU permettent d'en établir un ordre de grandeur, à partir des caractéristiques générales de chaque site.

Les deux modèles numériques employés dans le cadre de cette étude ont permis d'identifier quatre sites pour le premier domaine d'étude, l'estuaire du Saint-Laurent, et sept sites pour le deuxième domaine, la région du détroit d'Hudson. Les sites retenus présentent des valeurs de vitesses assez élevées pour réaliser une exploitation rentable des courants de marée à l'aide d'hydroliennes. La ressource énergétique totale est de 5,40 TWh/année pour les sites du premier domaine et de 47,28 TWh/année pour ceux du second. Ainsi, la ressource disponible pour l'estuaire du Saint-Laurent, avec un FIS de 50 %, serait alors de 2,70 TWh/année. Pour la région du détroit d'Hudson, elle serait de

9,46 TWh/année, avec un FIS de 20 %. Cette énergie disponible dans le premier domaine équivaut à 1,64 % de la demande énergétique totale du Québec. Ce pourcentage passe à 7,37 % lorsque l'on inclut les sept sites du deuxième domaine.

Plusieurs contraintes, telles la profondeur minimale requise pour la navigation et la présence de mammifères marins, soulèvent des limites possibles dans le développement futur de certains sites de l'estuaire du Saint-Laurent. Par ailleurs, les quatre sites sont situés à proximité d'un réseau de distribution électrique et pourraient donc fournir les grands centres urbains ou simplement contribuer à répondre à la demande énergétique des villes localisées le long des côtes de l'estuaire. Le premier site, Cacouna, devrait être privilégié puisqu'il présente une grande superficie d'installation en dehors des voies de navigation commerciale principalement empruntées. Le site IV, Québec, est également très intéressant puisqu'il se trouve à proximité de la ville de Québec où, de plus, la profondeur d'eau (entre 20 et 50 m) est idéale pour l'implantation d'hydroliennes de première génération.

L'éloignement des sites de la région du détroit d'Hudson implique évidemment des coûts de développement plus élevés. Le potentiel énergétique de cette région est cependant substantiel et ne devrait pas être négligé. L'énergie annuelle totale pour les sept sites de ce domaine correspond à 181,9 % de celle qui a été calculée par TC (2002) pour l'ensemble du potentiel des côtes de la Colombie-Britannique. Si l'on pouvait confirmer les données sommaires déjà obtenues à la frontière est de la grille de discréétisation du domaine, trois autres sites s'ajouteraient et viendraient augmenter cette énergie annuelle totale de plus de 50 %. Des sites potentiellement énergétiques, non couverts par la présente étude, se trouvent également dans les estuaires de la baie d'Ungava (Briand et Claisse 2004). Selon une analyse sommaire, l'énergie contenue dans ces sites serait probablement de l'ordre de grandeur de celle des sites de l'estuaire du Saint-Laurent.

Les sites du deuxième domaine retenus pour le moment pourraient être développés afin de répondre à la demande énergétique locale des 15 villages du Nunavik qui sont présentement alimentés à l'aide de groupes électrogènes fonctionnant au diesel. Le site II, près de l'île Charles, est intéressant puisqu'il se situe à proximité du village de Salluit. Quelques hydroliennes pourraient y être implantées pour subvenir à ses besoins énergétiques. Le site I, dans la baie d'Ungava, dont les profondeurs sont favorables à l'installation d'hydroliennes de première génération, pourrait approvisionner les six villages longeant la côte de la baie d'Ungava. Par ailleurs, les besoins énergétiques futurs du grand nord canadien pourraient s'accroître, par exemple avec le développement d'activités d'exploitation de ressources naturelles plus accessibles, en raison de nouvelles technologies ou du réchauffement climatique.

Les résultats obtenus pour le domaine de l'estuaire du Saint-Laurent sont assez précis puisque la résolution du modèle est élevée. En revanche, la résolution plus faible du modèle pour la région du détroit d'Hudson limite le degré de certitude des résultats. Elle ne permet pas d'identifier précisément les endroits où les vitesses de courant sont les plus élevées. Il serait donc essentiel, avant de planifier l'installation d'une centrale hydrolienne dans cette région, de réaliser une analyse plus détaillée avec des mesures réelles ou avec un modèle numérique présentant une meilleure résolution. Des mesures de courant *in situ* sont cependant souhaitables pour valider toute implantation dans le premier domaine également.

Une suite logique à ce travail consisterait à simuler la présence d'hydroliennes dans les modèles numériques afin d'évaluer l'effet de l'extraction énergétique sur les conditions d'écoulement. Il serait alors possible d'évaluer le FIS exact pour chaque site et de déterminer la densité d'installation procurant le meilleur rendement possible. Ultimement, le FIS doit être déterminé en considérant l'extraction énergétique maximale qui n'engendre pas de variations de vitesse de courant inacceptables, d'un point de vue économique et environnemental. Des recherches supplémentaires seraient cependant

nécessaires pour déterminer les limites environnementales acceptables, pour évaluer l'impact des changements de vitesse des courants sur la faune et la flore.

Ultimement, il serait intéressant d'implanter un prototype grandeur nature à l'un des sites de l'estuaire du Saint-Laurent. Seul un test *in situ* permet d'étudier avec précision la performance définitive des machines et leurs impacts sur l'environnement. Par ailleurs, les promoteurs de projets doivent baser leurs investissements sur des expériences réelles qui font lever les principales incertitudes.

Le Québec est très riche en rivières à débit élevé ayant une grande section d'écoulement. L'analyse présentée dans ce mémoire pourrait être reprise dans la perspective de l'implantation en rivières d'hydroliennes hydrocinétiques adaptées à ce milieu, par exemple les turbines de UEK dont le rendement est excellent. Ces turbines peuvent être installées très rapidement et répondre à des demandes énergétiques locales. L'exploitation des écoulements fluviaux présente aussi ses avantages : débit continu et unidirectionnel, diamètre plus petit et manœuvrabilité des machines, vitesse de pointe requise moins élevée, proximité et facilité relative d'installation.

Il y a plusieurs conditions préalables à la commercialisation à grande échelle des hydroliennes : perfectionnement de la technologie (possibilité d'installation à de plus grandes profondeurs, systèmes de support plus variés et adaptables, amélioration du rendement énergétique permettant des exploitations rentables à des profondeurs de moins de 20 m, diminution du coût de production du kWh), inventaire complet des impacts environnementaux potentiels, démonstration auprès des investisseurs et du public de la nature bénigne de la technologie pour l'environnement et meilleur soutien financier des instances gouvernementales. Il n'en demeure pas moins que le rythme d'évolution de la technologie est rapide, que plusieurs difficultés ont déjà été aplanies et que les résultats d'essais préliminaires avec plusieurs prototypes sont prometteurs.

Le développement de cette technologie propre et renouvelable de production d'électricité est d'importance stratégique internationale dans la quête des ressources énergétiques alternatives visant à contrer le réchauffement global et à relever le défi de l'épuisement des combustibles fossiles. Plus le développement durable et le respect de l'environnement deviendront des valeurs prisées par la collectivité, plus cette technologie représentera une option complémentaire intéressante, écologiquement rentable et éventuellement incontournable.

BIBLIOGRAPHIE

- AKWENSIVIE, F., CHANDRA, P., MCALISTER, C., MURRAY, R., SULLIVAN, N. 2004. *Marine Current Energy Baseload Supply Strategy for Scotland*. [En ligne]. Glasgow : The University of Strathclyde Glasgow. http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/03-04/marine/index2.htm (Page consultée le 20 août 2005)
- BACKHAUS, J.O. 1983. "A semi-implicit scheme for the shallow water equations for application to shelf sea modeling". *Cont. Shelf Res.* 2. 234-254.
- BACKHAUS, J.O. 1985. "A three dimensional model for the simulation of shelf-sea dynamics". *Dtsch. Hydrogr. Z.* 38. 165-187.
- BBC. 2004. Warning over tidal energy impact. In *BBC News*. [En ligne]. http://news.bbc.co.uk/2/hi/uk_news/scotland/3580484.stm (Page consultée le 5 octobre 2004)
- BINNIE, BLACK & VEATCH [BB&V]. 2001. *The Commercial Prospects for Tidal Stream Power*. Redhill: Crown. 60p. ETSU T/06/00209/REP, DTI/Pub URN 01/1011.
- BLACK & VEATCH LTD [B&V]. 2004. *UK, Europe and Global Tidal Stream Energy Resource Assessment*. Redhill : Black & Veatch Group. 46p. 107799/D/2100/05/1.
- BLACK & VEATCH LTD [B&V]. 2005. *Phase II, UK Tidal Stream Energy Resource Assessment*. Isleworth : The Carbon Trust 2005. 51p. 107799/D/2200/03.
- BRIAND, M.-H., CLAISSE, M. 2004. "Potential for Renewable Energy Development in Nunavik, Canada". *Proc. 2004 Water Power Conference, Austin, Texas*.

BRYDEN, I., COUCH, S.J. 2004. "The Impact of Energy Extraction on Tidal Flow Development". *3rd International Conference on Marine Renewable Energy : Blyth 2004*. [En ligne]. Aberdeen : Centre for Research in Energy and the Environment, The Robert Gordon University. 7p.http://www.supergen-marine.org.uk/documents/papers/Public/Resource%20Estimation/Marec_2004_Couch_Bryden.pdf (Page consultée le 10 août 2005)

BRYDEN, I., MELLEVILLE, G.T. 2004. "Choosing and Evaluating Sites for Tidal Current Development". *Proc. Instn Mech. Engrs.* 218:Part A:J. 567-577.

CORNETT, A.M. 2005. "Towards a Canadian Atlas of Renewable Ocean Energy". *Conférence canadienne sur le littoral 2005*. National Research Council.

DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION. 2003. Annual Energy Output from a Wind Turbine. In *Danish Wind Industry Association Website*. [En ligne]. <http://www.windpower.org/en/tour/wres/annu.htm> (Page consultée le 19 juillet 2005)

DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY [DTI], DEPARTMENT OF ENTERPRISE, TRADE AND INVESTMENT et NORTHERN IRELAND ELECTRICITY. 2003. *The Potential for the Use of Marine Current Energy in Northern Ireland*. 50p.

ÉLECTRICITÉ DE FRANCE. 1966. *L'usine marémotrice de la Rance*. Paris : Électricité de France. Non paginé.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE [EPRI]. 2005. *EPRI Guidelines for preliminary Estimation of Power Production by Tidal In Stream (Current) Energy Conversion Devices*. Electric Power Research Institute. 38p. EPRI-TP-001NA.

FRAENKEL, P. 2004. "Marine Current Turbines: an emerging technology". *Scottish Hydraulics Study Group of the Institution of Civil Engineers. Hydraulic Aspects of*

Renewable Technology, invited paper-Glasgow. Bristol: Marine Current Turbines Ltd. 11p.

FRAENKEL, P. 2005. "Progress with Marine Current Turbines". *6th European Wave and Tidal Energy Conference-Glasgow.* Bristol: Marine Current Turbines Ltd. 7p.

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. 2005. Les baleines du Saint-Laurent Partez à la rencontre des géants des mers! In *Site touristique officiel du gouvernement du Québec.* [En ligne]. <http://www.bonjourquebec.com/francais/activites/faune/baleines.html> (page consultée le 7 février 2006)

HYDRO-QUÉBEC. 2005. *Rapport annuel 2004.* [En ligne]. 2004G200F. http://www.hydroquebec.com/publications/fr/rapport_annuel/2004/index.html (Page consultée le 20 décembre 2005)

HYDRO-QUÉBEC. 2006. *Communication personnelle.*

INTERNATIONAL CENTER FOR ISLAND TECHNOLOGY [ICIT], IT POWER LTD. 1995. *Feasibility Study of Tidal Current Power Generation for Coastal Waters: Orkney and Shetland, Final Report.* XVII/4 1040/92-41.

JACKOBSSON, M., CHERKIS, N.Z., WOODWARD, J., MACNAB, R., COAKLEY, B. 1996. "New grid of Artic Bathymetry Aids Scientists and Mapmakers". *Eos Transactions Am. Gophys. Union.* 81:9. 89-93.

LE GOURIÈRES, D. 1980. *Énergie éolienne : théorie, conception et calcul pratique des installations.* Paris : Eyrolles. 267p.

MARINE CURRENT TURBINES LTD. 2002a. Background. In *Marine Current Turbines Website*. [En ligne]. <http://www.marineturbines.com/background.htm> (Page consultée le 21 septembre 2004)

MARINE CURRENT TURBINES LTD. 2002b. Technology. In *Marine Current Turbines Website*. [En ligne]. <http://www.marineturbines.com/technical.htm> (Page consultée le 21 septembre 2004)

ORKNEY RENEWABLE ENERGY FORUM [OREF]. 2005. *Tidal Stream Power for Orkney*. [En ligne]. <http://www.oref.co.uk/tidalres.htm> (Page consultée le 15 août 2005)

PARCS CANADA. 2005a. Aires marines nationales de conservation du Canada, Détroit d'Hudson. In *Site du gouvernement du Canada*. [En ligne]. http://www.pc.gc.ca/progs/amnc-nmca/plan/atl2_F.asp (Page consultée le 3 février 2006)

PARCS CANADA. 2005b. Aires marines nationales de conservation du Canada, Estuaire du Saint-Laurent. In *Site du gouvernement du Canada*. [En ligne]. http://www.pc.gc.ca/progs/amnc-nmca/plan/atl6_F.asp (Page consultée le 3 février 2006)

PARCS QUÉBEC. 2006. Territoire du parc marin. In *Parc marin du Saguenay-Saint-Laurent*. [En ligne]. http://www.parcmarin.qc.ca/1797_fr.html (Page consultée le 8 janvier 2006)

PAWLOWICZ, R., BEARDSLEY, B., LENTZ, S. 2002. "Classical Tidal Harmonic Analysis Including Error Estimates in MATLAB using T_TIDE". *Computers and Geosciences*. 28. 929-937.

PÊCHES ET OCÉANS CANADA. 1997. *Atlas des courants de marée : Estuaire du Saint-Laurent du cap de Bon-Désir à Trois-Rivières*. Ottawa : Service hydrographique du Canada. 108p.

ROBERT GORDON UNIVERSITY. 2006. RGU : Research & Commercial. In *The Robert Gordon University Webpage*. [En ligne]. <http://www.rgu.ac.uk/research/innovation/page.cfm?pge=7560> (Page consultée le 20 janvier 2006)

SANDWELL, D.T., WALTER, H., SMITH, F. 2000. "Bathymetric estimation". *Satellite altimetry and earth sciences: a handbook of techniques and applications*. San Diego : Academic Press.

SAUCIER, F.J., CHASSÉ, J. Soumis 1998. Révisé 2000. "Tidal Circulation and Buoyancy Effects in the St. Lawrence Estuary". *Atmosphere-Ocean*. 38:4. 505-556.

SAUCIER, F.J., CHASSÉ, J., COUTURE, M., DORAIL, R., D'ASTOUS, A., LEFAIVRE, D., GOSELIN, A. 1999. "The making of a Surface Current Atlas of the St. Lawrence Estuary, Canada". *Fourth International Conference on Computer Modelling of Seas and Coastal Regions*. Wessex Institute of Technology Press. P.87-97.

SAUCIER, F.J., ROY, F., GILBERT, D., PELLERIN, P., RITCHIE, H. 2003. "The formation and circulation processes of water masses in the Gulf of St. Lawrence". *J. Geophys. Res.* 108:C8. 3269-3289.

SAUCIER, F.J., SENNEVILLE, S., PRINSENBERG, S., ROY, F., SMITH, G., GACHON, P., CAYA, D., LAPRISE, R. 2004. "Modelling the Sea Ice-ocean Seasonal Cycle in Hudson Bay, Foxe Basin and Hudson Strait, Canada". *Climate Dynamics*. [En ligne]. 23:3-4. <http://dx.doi.org/10.1007/s00382-004-0445-6> (Page consultée le 15 novembre 2005)

SERVICE CANADIEN DES GLACES. 2001. *Atlas climatique des glaces de mer : côte est du Canada, 1971-2000*. Ottawa : Minister of Public Works and Government Services of Canada. 152p.

STRONACH, J.A., BACKHAUS, J.O., MURTY, T.S. 1993. "An update on the numerical simulation of oceanographic processes in the waters between Vancouver Island and the mainland: the GF8 model". *Oceanogr. Mar. Biol. Annu. Rev.* 31. 1-86.

TECHNOLOGIES DU DÉVELOPPEMENT DURABLE CANADA. 2004. Communiqués de presse : Technologies du développement durable Canada injecte 43 millions \$ dans des projets de technologies propres. In *Site de Technologies du développement durable Canada*. [En ligne]. http://www.sdtc.ca/fr/news/media_releases/media_07052005.htm# (Page consultée le 12 février 2006)

TRITON CONSULTANTS LTD [TC]. 2002. *Green Energy Study for British Columbia-Phase2: Mainland-Tidal Current Energy*. Vancouver : Triton Consultants Ltd. 69p.

Autres sites web consultés :

BLUE ENERGY CANADA INC: <http://www.bluenergy.com/>

HAMMERFEST STROM AS: <http://www.e-tidevannsenergi.com/>

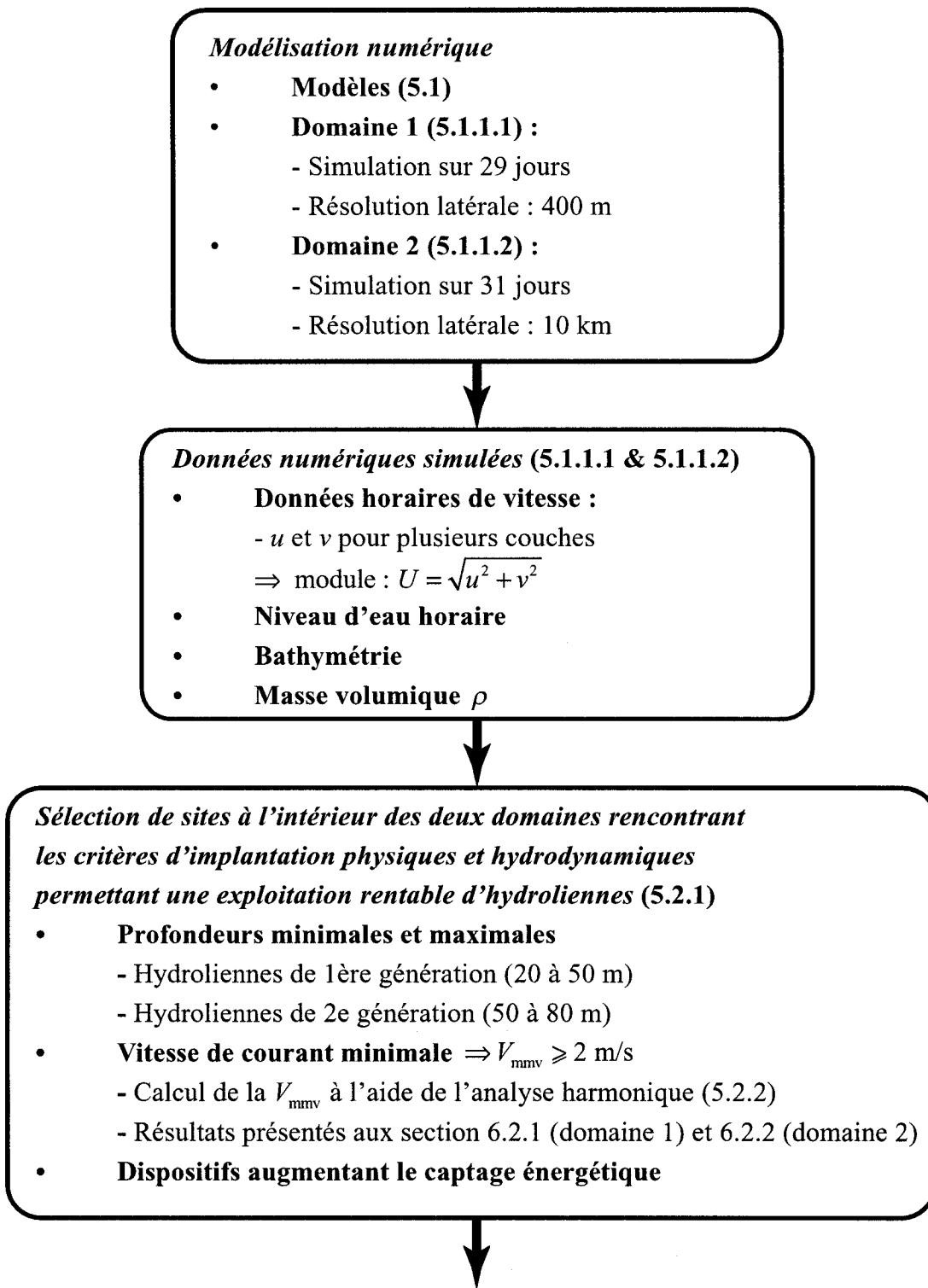
MARINE CURRENT TURBINES LTD: <http://www.marineturbines.com/home.htm>

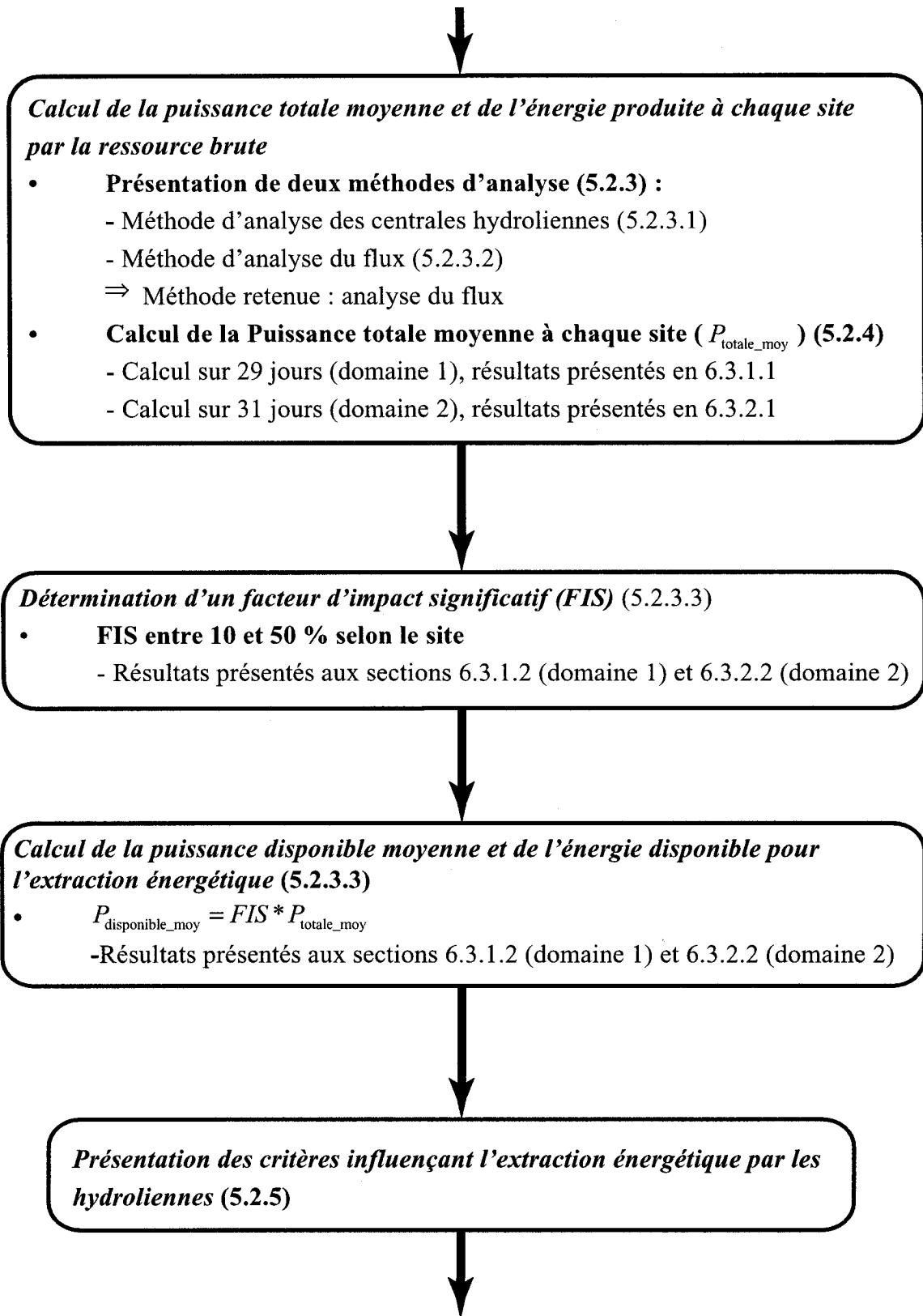
UDERWATER ELECTRIC KITE: <http://www.uekus.com/>

VERDANT POWER LLC: <http://www.verdantpower.com>

TIDALSTREAM: <http://www.teleos.co.uk/turbines.htm>

ANNEXE A : Organigramme méthodologique de l'étude







Puissance récupérable par une hydrolienne (5.2.5.1)

- **Puissance instantanée :** $P_{\text{hydro}} = C_p \eta_{\text{total}} \frac{1}{2} \rho A_h (U_{A-h}^*)^3$
- **Paramètres et caractéristiques qui influencent le captage énergétique**
- **Calcul réalisé pour seulement un des sites de l'estuaire du Saint-Laurent**
 - Résultats présentés à la section 6.5



Puissance récupérable par une centrale hydrolienne (5.2.5.2)

- $P_{\text{centrale_moy}} = D A_{\text{site}} \rho_{\text{hydro}} P_{\text{hydro_moy}} \leq P_{\text{disponible_moy}} * \eta_{\text{total}}$
- **La densité d'installation**
- **Calcul réalisé pour seulement un des sites de l'estuaire du Saint-Laurent**
 - Résultats présentés à la section 6.5

ANNEXE B : Visualisation des vitesses maximales de surface pour l'estuaire du Saint-Laurent

Note :

-Projection des figures : Lambert conforme

-Les distances en km font référence aux cellules de la grille de discréétisation

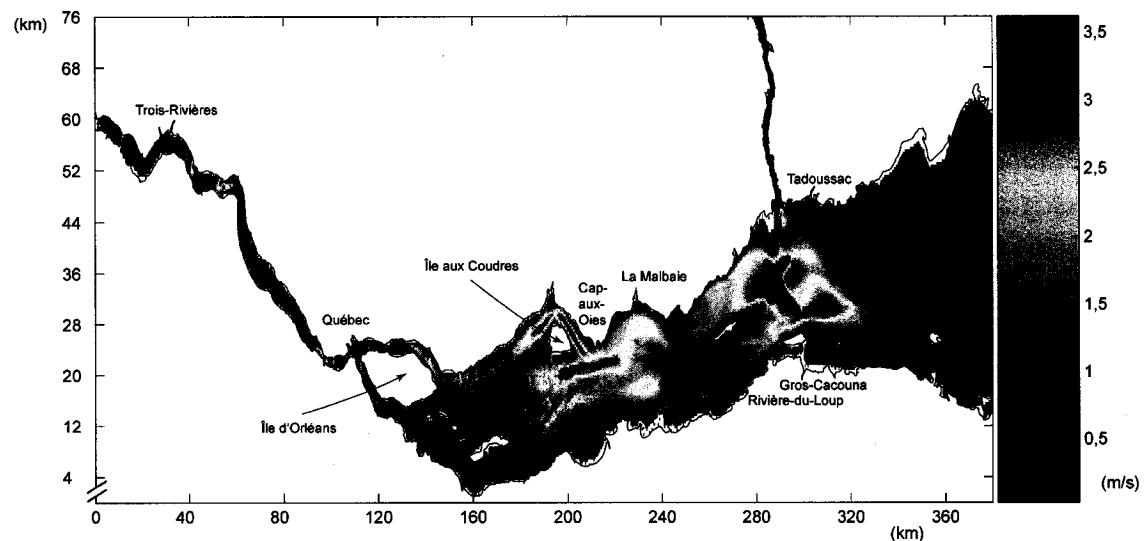


Figure B.1 : L'estuaire du Saint-Laurent

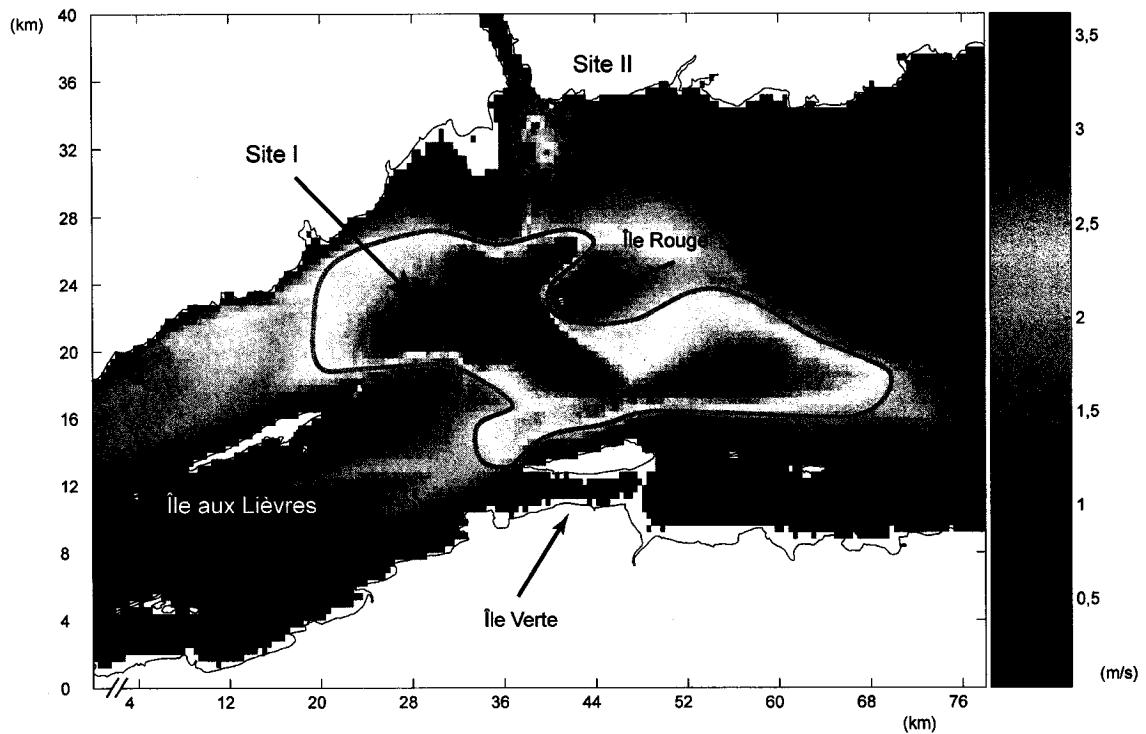


Figure B.2 : Sites I et II de l'estuaire du Saint-Laurent

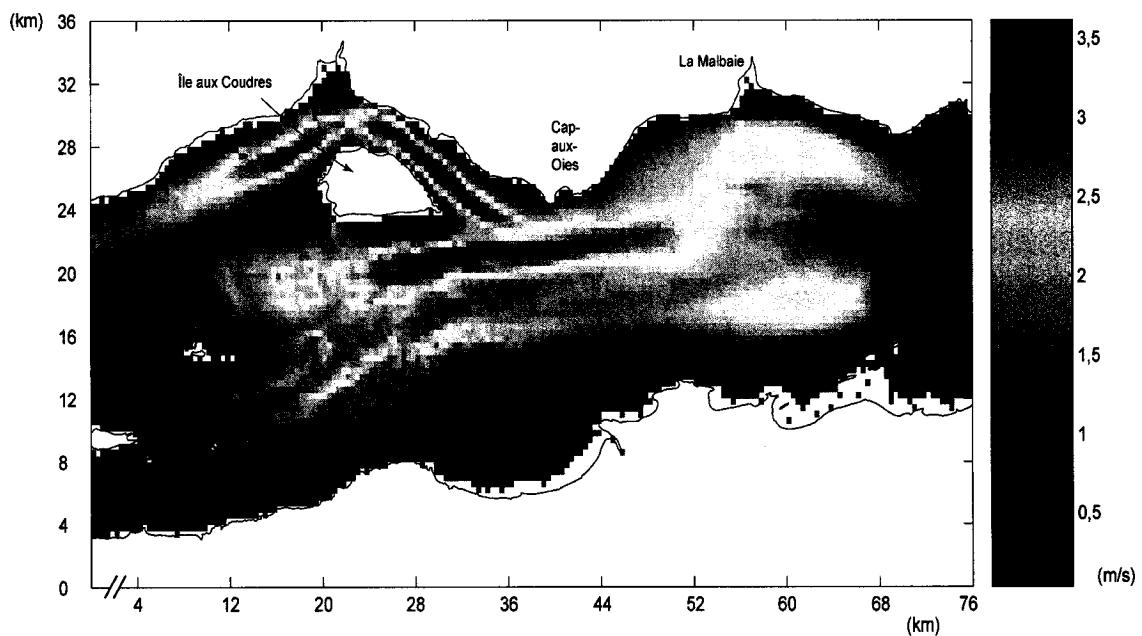


Figure B.3 : Site III de l'estuaire du Saint-Laurent

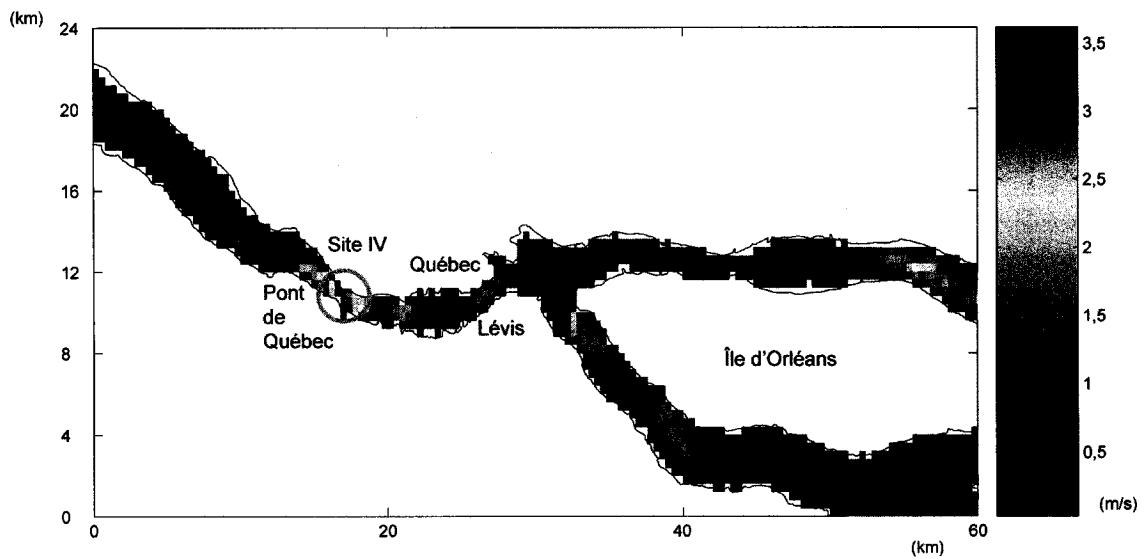


Figure B.4 : Site IV de l'estuaire du Saint-Laurent

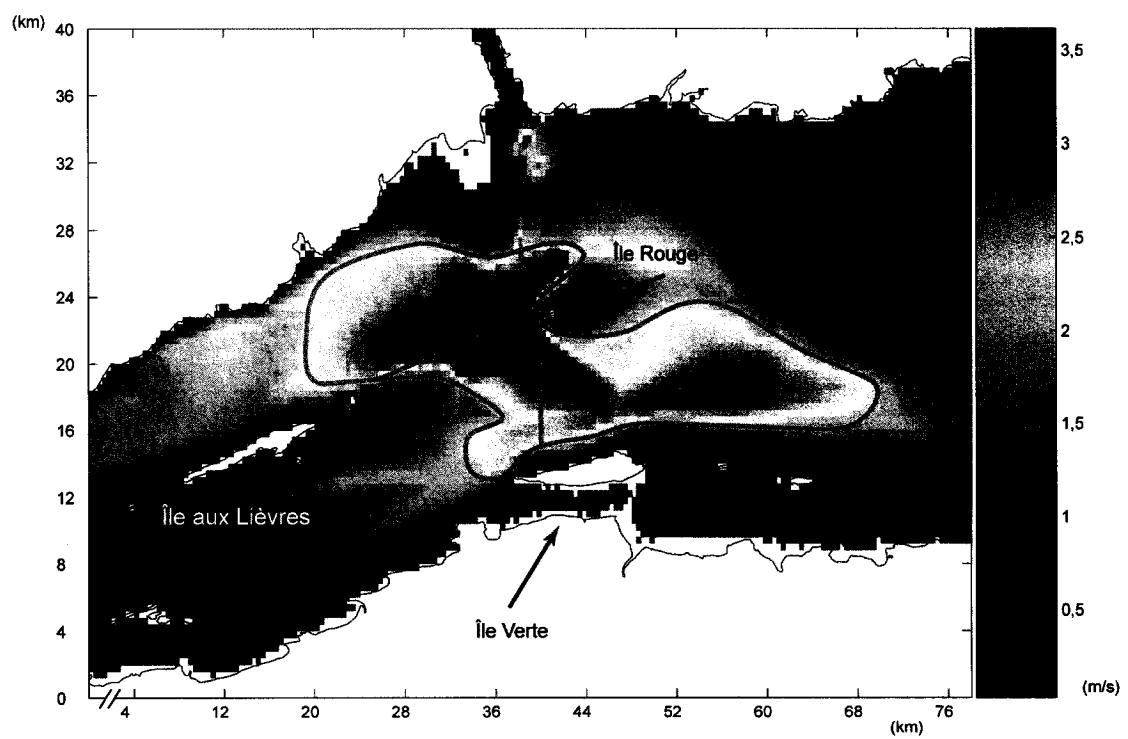


Figure B.5 : Les quatre zones du site I de l'estuaire du Saint-Laurent

ANNEXE C : Visualisation des vitesses maximales de surface pour la région du détroit d'Hudson

Note :

-Projection des figures : Polaire stéréographique

-Les distances en km font référence aux cellules de la grille de discréétisation

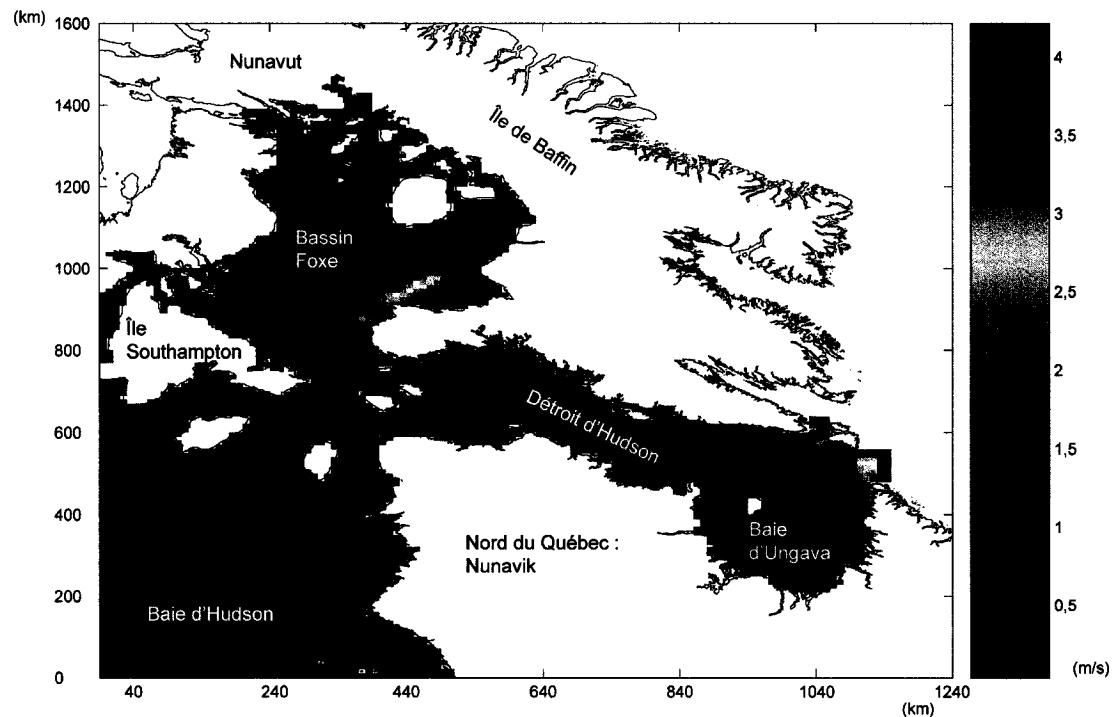


Figure C.1 : La région du détroit d'Hudson

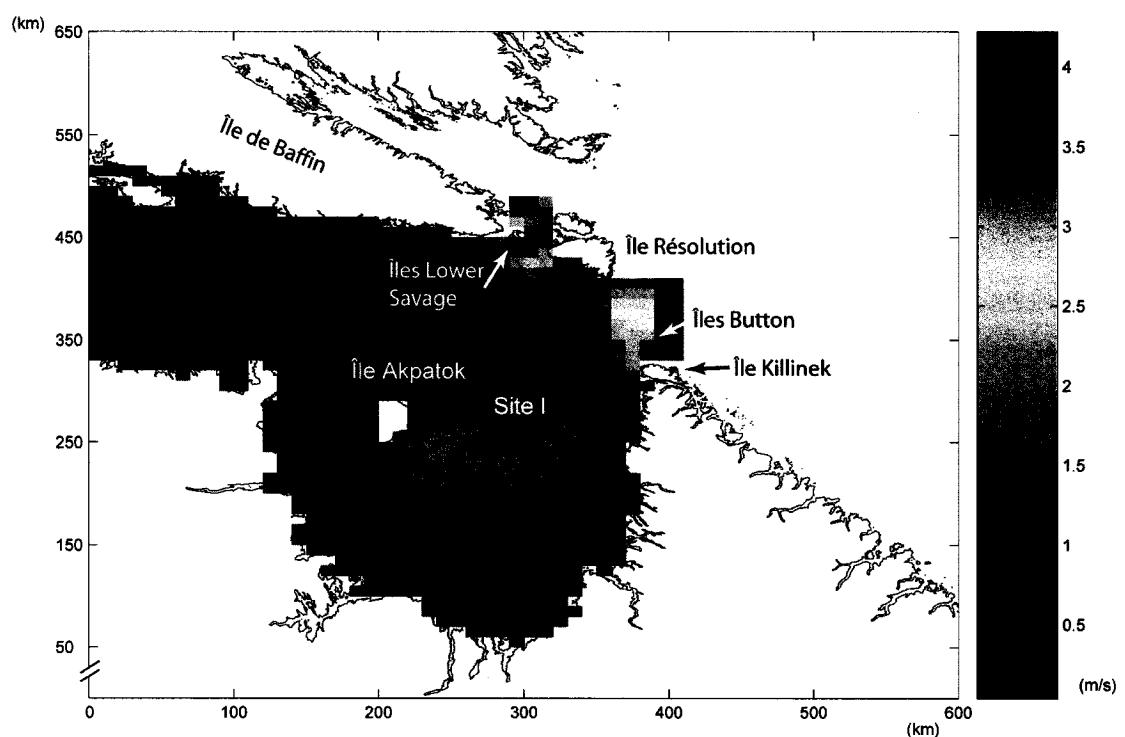


Figure C.2 : Site I de la région du détroit d'Hudson

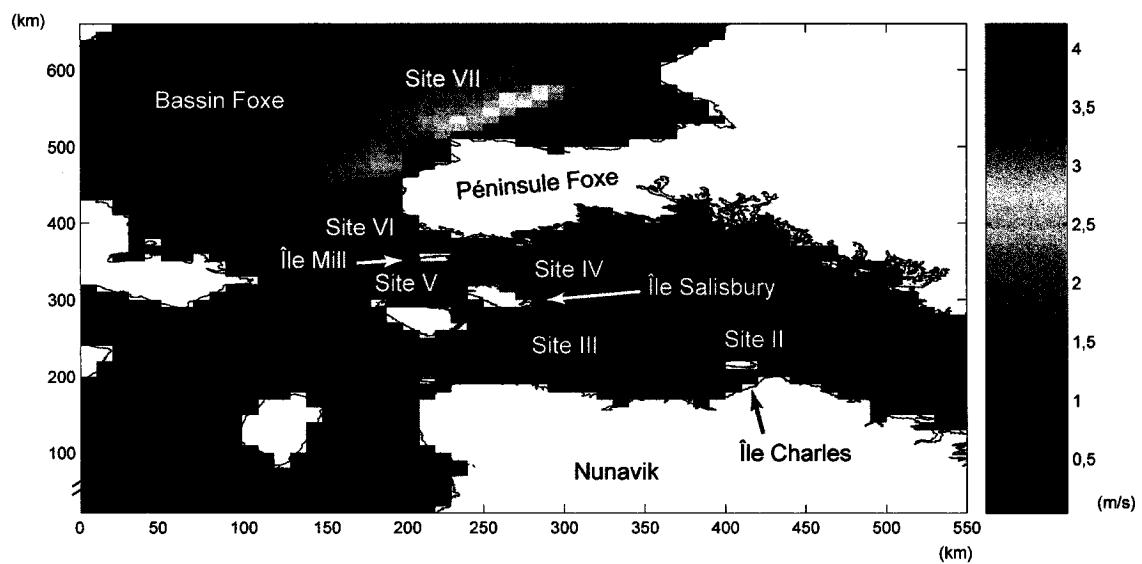


Figure C.3 : Sites II, III, IV, V, VI et VII de la région du détroit d'Hudson