
3 AUTRES RENSEIGNEMENTS DEMANDÉS EN ANNEXE 3 DU DOCUMENT DE QUESTIONS TRANSMIS PAR LE MDDEP

En complément, selon le MSSS, les renseignements suivants devront être fournis par l'initiateur au plus tard lors de la première partie des audiences publiques ou encore au moment de l'analyse d'acceptabilité du projet :

QC-Annexe 3-1

Afin de produire une évaluation satisfaisante de l'acceptabilité du projet dans les communautés d'accueil, effectuer un sondage d'opinion auprès de la population des municipalités avoisinant la zone d'étude, appuyé par un échantillonnage représentatif et une méthode scientifique éprouvée ;

RQC-Annexe 3-1

Saint-Laurent Énergies déposera au cours de la première partie des audiences publiques une version révisée du chapitre 5 de l'étude d'impact faisant état des démarches de consultations, visant à évaluer l'acceptabilité du projet auprès de la population des municipalités impliquées et avoisinant la zone d'étude, de même que les MRC, les organismes de concertation et les intervenants et utilisateurs locaux. Saint-Laurent Énergies ne juge pas à propos que le promoteur procède à des sondages d'opinion pour évaluer l'acceptabilité du projet puisque le mandat d'information que mènera le BAPE aura justement comme objectif d'amorcer formellement un processus d'évaluation de l'acceptabilité du projet.

QC-Annexe 3-2

Considérer la durée de l'impact du projet sur les activités récréotouristiques comme moyenne, si les impacts sont susceptibles d'être ressentis durant plus d'un an et ajuster l'évaluation de l'importance de l'impact en conséquence.

RQC-Annexe 3-2

Saint-Laurent Énergies a effectué l'analyse des impacts pour la phase d'aménagement, la durée de l'impact est considérée courte, car les travaux s'effectueront de façon discontinue dans le temps et l'espace. À cette étape, l'initiateur prévoit réaliser les travaux de construction de mai 2011 à décembre 2012, avec une baisse significative d'activité dans les mois hivernaux. À titre d'exemple, les travaux ne perturberont pas l'utilisation d'un sentier sur l'ensemble de la phase de construction ni sur l'ensemble de son tracé, les perturbations potentielles demeureront limitées à de courtes périodes de travaux et à des endroits spécifiques.

Tel que précisé dans le rapport principal de l'étude d'impact sur l'environnement, l'initiateur s'est engagé à (tableau 8.74) :

- Assurer la poursuite sécuritaire des activités de villégiature dans la région durant la phase d'aménagement, en disposant une signalisation appropriée en des endroits stratégiques afin de rappeler aux villégiateurs la présence humaine rattachée à l'aménagement du parc éolien.
- Mettre en place un plan de communication par le promoteur, afin de préciser les endroits où des travaux sont en cours.

De plus, l'initiateur pourra effectuer une coordination des travaux avec les gestionnaires du Parc régional du Massif-du-Sud, afin d'assurer une utilisation respectueuse des différents usages sur le territoire.

QC-Annexe 3-3

Indiquer la vitesse qui devra être respectée sur les chemins forestiers;

RQC-Annexe 3-3

La limite de vitesse sera établie afin d'assurer la sécurité des usagers du territoire. En raison des caractéristiques du territoire, des pentes et de courbes présentes, ainsi que des charges de transport, la limite de vitesse sera établie entre 50 et 70 km/h dans les secteurs sensibles. Précisons toutefois que, selon l'article 328 (amendé) du Code de la sécurité routière (C.S.R 1999), la vitesse maximum permise sur les chemins soumis à l'administration du Ministère des Ressources naturelles et de la Faune est de 70 km/h. À cet effet, Saint-Laurent Énergies s'engage à respecter la réglementation en vigueur.

Tel que précisé dans le cadre de l'étude d'impact sur l'environnement, Saint-Laurent Énergies s'engage à mettre en place une signalisation adéquate afin d'indiquer les limites de vitesse, et rappeler aux utilisateurs du site la présence de la machinerie.

QC-Annexe 3-4

Produire des simulations visuelles sur un fond bleu contrastant;

RQC-Annexe 3-4

Saint-Laurent Énergies est d'avis que les simulations visuelles présentées et utilisées dans une analyse d'impact paysagère doivent être représentatives des types de vue rencontrés sur le territoire à l'étude. En ce sens, les conditions de vue sont variées, qu'il s'agisse des conditions liées aux saisons, de la direction de la lumière en fonction du cycle journalier ou encore des conditions de nébulosité. Saint-Laurent Énergies a porté une attention particulière afin de refléter cette diversité des paramètres de perception visuelle. En effet, plusieurs simulations visuelles sont déjà sur un fond bleu contrastant, dont notamment les simulations no 4, 5, 6, 12a, 13, 15 et 16. De plus, le fait que plusieurs éoliennes apparaissent à contre-jour sur un ciel pâle permet une meilleure visibilité.

Par conséquent, Saint-Laurent Énergies ne modifiera pas les simulations visuelles déjà produites, en effectuant des retouches avec des logiciels graphiques pour produire des simulations non représentatives de la réalité. Pour ce qui est de percevoir le contraste possible que pourraient avoir les éoliennes dans le champ visuel, Saint-Laurent Énergies désire souligner que les dessins techniques accompagnant les photomontages permettent d'illustrer ce contraste à son maximum théorique.

QC-Annexe 3-5

Fournir un exemple des panneaux d'affichage pour assurer la protection des sentiers.

RQC-Annexe 3-5

Saint-Laurent Énergies déposera un exemple des panneaux d'affichage lors de sa demande de certificat d'autorisation pour la construction des chemins.

Autres renseignements demandés concernant le climat sonore

Selon la Direction des politiques de la qualité de l'atmosphère du MDDEP, dans les réponses qui ont été fournies, l'initiateur ne reconnaît pas que des nuisances significatives puissent être ressenties à partir d'une contribution sonore éolienne aussi basse que 30 dB, donc inférieure aux critères de la Note d'instructions 98-01 qui sont de 45 dB le jour et 40 dB la nuit ($L_{Ar,1h}$). Par le fait même, l'initiateur n'entend prendre aucune mesure complémentaire pour réduire ses impacts sonores advenant que des plaintes soient formulées et que des nuisances soient ressenties pour des contributions sonores éoliennes qui seraient conformes aux critères prévus pour les sources fixes. On constate aussi que la méthodologie de mesure et d'analyse qu'entend utiliser l'initiateur pour déterminer avec une précision acceptable la contribution sonore des éoliennes demeure peu détaillée.

En conclusion, les réponses et les engagements de l'initiateur ne satisfont pas les attentes de la Direction des politiques de la qualité de l'atmosphère, mais celle-ci considère toutefois que le contenu de l'étude d'impact et du rapport complémentaire est recevable. Afin d'éviter toute controverse qui pourrait subvenir à l'étape de l'évaluation de l'acceptabilité du projet, nous tenons à informer dès maintenant l'initiateur du projet des points suivants :

L'initiateur, dans ses réponses à nos commentaires, réfère notamment aux politiques de Santé Canada en matière de bruit. Or, ces politiques sont présentement remises en question. En effet, Santé Canada s'affaire actuellement à examiner les questions relatives au bruit des éoliennes et à former un groupe de travail afin de faire participer les provinces et les territoires aux discussions et à l'établissement de lignes directrices nationales volontaires sur le bruit des éoliennes.

Il est de plus en plus acquis et démontré que les critères de la Note d'instructions 98-01 n'assurent pas, dans le cas des éoliennes, un confort acoustique équivalent à celui qu'ils assurent dans le cas des sources fixes.

RQC-Annexe 3-6

Saint-Laurent Énergies prend bonne note de ces commentaires, mais souligne sa position à cet égard dans la réponse RQC-20. Saint-Laurent Énergies désire signaler que des informations complémentaires sur la méthodologie d'évaluation du climat sonore et le respect de la réglementation existante sont disponibles dans le volume 5 de l'étude d'impact. Saint-Laurent Énergies demeure disponible pour fournir davantage d'information lors de la demande du certificat d'autorisation d'exploitation.

Annexe A

Rapport de sécurité concernant l'utilisation des sentiers du parc régional du
massif du Sud

RAPPORT DE SÉCURITÉ CONCERNANT L'UTILISATION DES SENTIERS DU PARC RÉGIONAL DU MASSIF DU SUD

Parc éolien du Massif-du-Sud

Préparé pour
Saint-Laurent Énergies

Par
Hélimax Énergie inc.

Montréal, juin
2009



IDENTIFICATION DU DOCUMENT

Numéro du projet : 668

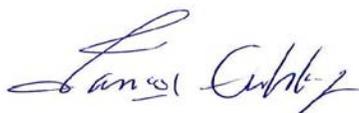
Date d'émission : 30 Juin 2009

Version : Ébauche finale

Statut du document : Privé et confidentiel

Liste de circulation : Saint-Laurent Énergies, MRC de Bellechasse, MRC des Etchemins, copie interne d'Hélimax

Réalisé par :



François Tremblay, M.Urb. PhD.
Aménagiste en chef - Environnement

Approuvé par :



Jule Turgeon, ing. – 135608

:

TABLE DES MATIÈRES

1	INTRODUCTION	3
2	CONTEXTE	4
3	ANALYSE DES RISQUES D'ACCIDENT DÛ À UN BRIS D'ÉOLIENNE	6
4	ANALYSE DES RISQUES D'ACCIDENT DÛ À DES PROJECTIONS DE GLACE	7
5	CONCLUSION	9
6	ANNEXE A : ANALYSE DES RISQUES D'ACCIDENT DÛ À UN BRIS D'ÉOLIENNE	10
7	ANNEXE B : ANALYSE DES RISQUES D'ACCIDENT DÛ À DES PROJECTIONS DE GLACE	11
8	ANNEXE C : CARTE DE LOCALISATION DU PROJET	12
9	ANNEXE D : PORTÉE ET LIMITES DE LA RESPONSABILITÉ D'HÉLIMAX ÉNERGIE INC.....	13

1 INTRODUCTION

Le parc éolien de Massif-du-sud, proposé par la compagnie St-Laurent Énergies, a été sélectionné par Hydro-Québec en 2008 dans le cadre de son appel d'offres pour 2000MW d'énergie éolienne.

Les règlements des deux municipalités régionales de comté (MRC) qui accueilleront le parc éolien exigent qu'un rapport d'ingénieur concernant l'impact des éoliennes sur l'utilisation sécuritaire des infrastructures d'accès que sont les sentiers de VTT et de motoneige, le sentier multifonctionnel et la route panoramique, pour les éoliennes qui se situent à moins de 300 m de telles infrastructures d'accès récréatifs soit déposé auprès des MRC concernées.

La configuration proposée par Saint-Laurent Énergies pour ce parc éolien fait en sorte que sept éoliennes doivent faire l'objet d'une analyse de risque sur l'utilisation sécuritaire d'une portion de la route panoramique, d'une portion du sentier multifonctionnel et d'une portion d'un sentier de VTT.

L'utilisation des infrastructures d'accès récréatives est considérée sécuritaire si le risque que des utilisateurs soient frappés par des morceaux de l'éolienne suite à un bris résultant d'un accident ou d'une défaillance ou par des morceaux de glace projetés par les pales suite à un épisode verglaçant est considéré négligeable. Ces deux types de risque sont différents par leur nature : le risque associé à un bris de l'éolienne est lié aux qualités intrinsèques des matériaux et des conditions d'opération tandis que le risque associé aux projections de glace est davantage lié aux conditions météorologiques. Par conséquent, l'utilisation sécuritaire des infrastructures d'accès récréatifs a été étudiée au moyen de deux analyses de risque distinctes. La première analyse de risque concerne les probabilités d'accident suite à un bris résultant d'un accident ou d'une défaillance de l'éolienne. Cette analyse de risque a été réalisée par le bureau d'Hambourg de Germanischer Lloyd (WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH) et est présentée en détail à l'annexe A, la version française de cette analyse est présentée dans la même annexe, à la suite du document original. La seconde analyse de risque concerne les probabilités d'accident dû à la projection de glace suite à un épisode verglaçant. Cette analyse de risque a été réalisée par le bureau de Montréal de Germanischer Lloyd (Hélimax Énergie Inc.) et est présentée en détail à l'annexe B.

Le rapport est divisé en quatre parties :

- Premièrement, le contexte est présenté (section 2);
- Deuxièmement, l'analyse de risque portant sur les probabilités d'accident dû à un bris des éoliennes est résumée (section 3);
- Troisièmement, l'analyse de risque portant sur les probabilités d'accident dû à des projections de glace est résumée (section 4);
- Finalement, une discussion concernant les conclusions et les hypothèses retenues pour effectuer les analyses est présentée (section 5).

2 CONTEXTE

La MRC de Bellechasse et la MRC des Etchemins ont adopté des règlements visant à encadrer l'implantation des éoliennes sur leurs territoires. Ces règlements exigent notamment qu'un rapport d'ingénieur concernant l'utilisation sécuritaire des infrastructures d'accès que sont les sentiers de VTT et de motoneige, le sentier multifonctionnel et la route panoramique, pour les éoliennes qui se situent à moins de 300 m de telles infrastructures d'accès récréatifs. La configuration du parc éolien proposée par Saint-Laurent Énergies fait en sorte que neuf éoliennes doivent faire l'objet d'une analyse de risque sur l'utilisation sécuritaire d'une portion de la route panoramique, d'une portion du sentier multifonctionnel et d'une portion d'un sentier de VTT. Le Tableau 2-1 présente les neuf éoliennes se situant à moins de 300 m des infrastructures d'accès récréatifs et pour lesquelles des analyses de risque sont requises.

Tableau 2-1 Localisation et exigences réglementaires pour les éoliennes se trouvant à moins de 300 mètres

No éolienne	Municipalité	Description	Exigence réglementaire
A9	Saint-Luc-de-Bellechasse	219 m de la route panoramique	Rapport d'ingénieur concernant la sécurité
B47	Saint-Luc-de-Bellechasse	144 m du sentier multifonctionnel et 134 m d'un sentier de VTT ¹	Rapport d'ingénieur concernant la sécurité
A36	Saint-Luc-de-Bellechasse	99 m de la route panoramique, 82 m du sentier de VTT et 5 m du sentier multifonctionnel (cette dernière correspond à la distance entre la tour et le sentier)	Rapport d'ingénieur concernant la sécurité
A37	Saint-Luc-de-Bellechasse	209 m de la route panoramique, et 39 m du sentier multifonctionnel	Rapport d'ingénieur concernant la sécurité
A52	Saint-Philémon	155 m du sentier multifonctionnel (distance entre la tour et le sentier)	Rapport d'ingénieur concernant la sécurité
A53	Saint-Philémon	150 m du sentier multifonctionnel (distance entre la tour et le sentier)	Rapport d'ingénieur concernant la sécurité
A63	Saint-Magloire	225 m d'un sentier de VTT (distance entre la tour et le sentier)	Rapport d'ingénieur concernant la sécurité
A64	Saint-Magloire	145 m d'un sentier de VTT (distance entre la tour et le sentier)	Rapport d'ingénieur concernant la sécurité
B71	Saint-Magloire	275 m d'un sentier de VTT (distance entre la tour et le sentier)	Rapport d'ingénieur concernant la sécurité

Il est important de noter que la réglementation en vigueur à Saint-Luc-de-Bellechasse demande de calculer les distances entre les éoliennes et les sentiers à partir de l'extrémité de la pale. Par contre, les analyses de risque reposent toujours sur les distances entre le centre de la tour et les sentiers. Par exemple, le risque de projection de glace entre l'éolienne A36 et le sentier multifonctionnel est calculé en fonction d'une distance de 140 m, soit

¹ L'analyse de risque portant sur les probabilités d'accident dû à des projections de glace a amené Saint-Laurent Énergies à mettre en place une mesure d'atténuation en amont, soit la relocalisation de l'éolienne B47 à 49 m de son emplacement originalement prévu. Par conséquent, la distance est dorénavant de 193 m par rapport à la route panoramique et de 183 m par rapport au sentier de VTT. Pour les besoins de l'analyse de risque portant sur les probabilités d'accident dû à un bris des éoliennes, les distances originalement prévues, soient respectivement 144 m et 134 m, ont été considérées. Toutes positions plus éloignées se trouvent à présenter un risque moins élevé. Les conclusions de l'analyse de risque portant sur les probabilités d'accident dû à un bris des éoliennes restent donc valides.

99 m (distance mesurée en fonction du règlement) + 41 m (longueur de la pale), entre le centre de la tour de l'éolienne et le sentier.

Deux types d'éolienne de marque REpower sont proposés pour ce projet, soit la MM82 (80 m de hauteur au moyeu, 82 m de diamètre de rotor) et la MM92 (80 m de hauteur au moyeu, 92 m de diamètre de rotor).

La carte présentée à l'annexe C illustre les emplacements prévus des éoliennes et les emplacements actuels des sentiers en cause.

Les données relatives aux caractéristiques des utilisateurs ont été obtenues de la MRC des Etchemins (Monsieur Yvon Lacombe, Aménagiste). La MRC a fourni certaines données et a dirigé les requêtes vers les gestionnaires du parc régional du Massif-du-Sud. Les données utilisées proviennent donc soit de la MRC, soit du Parc régional du Massif-du-Sud.

3 ANALYSE DES RISQUES D'ACCIDENT DÛ À UN BRIS D'ÉOLIENNE

L'analyse de risque concernant les probabilités qu'un utilisateur des infrastructures d'accès récréatifs soit frappé par des morceaux d'éolienne suite à une défaillance mécanique a été réalisée par le bureau d'Hambourg de Germanischer Lloyd. Les détails de cette analyse sont présentés à l'Annexe A (*Risk Analysis Report – Site Specific Risk Analysis for a Wind Farm Development at Bellechasse in Quebec, Canada* / Analyse de risque spécifique à un site pour un projet de parc éolien dans Bellechasse au Québec, Canada).

L'analyse repose sur une étude approfondie des spécifications techniques des éoliennes et des infrastructures d'accès récréatif, de même que sur une étude approfondie des conditions météorologiques qui prévalent au site du parc éolien de Massif-du-Sud.

Les spécifications techniques des types d'éoliennes prises en compte sont :

- Les matériaux utilisés;
- Les caractéristiques géométriques des différentes parties des éoliennes;
- Les caractéristiques opérationnelles pertinentes (courbes des vitesses de rotation, vitesses de vent au démarrage et à l'arrêt).

L'analyse repose également sur les caractéristiques des infrastructures d'accès récréatifs, soit :

- la localisation précise des sentiers;
- leurs dimensions.

Enfin, l'analyse repose sur un troisième ensemble de facteurs déterminants, soit les données météorologiques qui ont été recueillies et traitées par Saint-Laurent Énergies depuis le début du développement du projet.

Par ailleurs, l'analyse a été réalisée de façon conservatrice, c'est-à-dire en se basant sur le « pire scénario » :

- les caractéristiques techniques et géométriques des éoliennes qui ont été considérées sont celles qui présentent les risques les plus importants (envergure supérieure du rotor, soit 92 m et longueur supérieure des pales, soit 46 m);
- les défaillances étudiées sont celles qui présentent les risques les plus importants pour les utilisateurs des sentiers (probabilité que des morceaux d'éoliennes se détachent et soient projetés à certaines distances);
- les valeurs des données météorologiques qui ont prévalu au cours de l'analyse sont les valeurs extrêmes maximales annuellement.

Le type d'analyse de risque qui a été effectué repose sur l'équation suivante, telle que présentée à l'Annexe A, dans laquelle la probabilité qu'un morceau de pale d'éolienne projeté percute un utilisateur de sentiers est égale à:

$$P_{\text{collision}} = P_{\text{Défaillance}} * P_{\text{Vent}} * P_{\text{Trajectoire}}$$

- $P_{\text{Défaillance}}$ = Probabilité absolue que la défaillance se produise (détachement d'un morceau de la pale);
- P_{Vent} = Probabilité relative que les vitesses de vent soit suffisantes pour que des morceaux se détachent du rotor soient projetés à des distances égales aux distances entre les éoliennes et les sentiers;
- $P_{\text{Trajectoire}}$ = Probabilité relative que la portion de pale qui se détache du rotor emprunte la trajectoire menant à des points situés aux distances égales aux distances entre les éoliennes et les sentiers.

Au terme de l'analyse de risque spécifique aux conditions du site du parc éolien du Massif-du-Sud, il appert que la probabilité qu'un utilisateur des sentiers récréatifs soit atteint d'un morceau se détachant d'une éolienne dont la tour est située dans un rayon de 120 à 140 m du sentier est de $6.11 \cdot 10^{-10}$, (1 fois en 1,6 milliards d'années) soit plus de 1 000 fois moins probable que le critère de négligeabilité qui est de $1 \cdot 10^{-6}$ (1 fois sur 1 000 000 d'années). Ce dernier est habituellement utilisé pour prendre en compte les risques à la sécurité de la vie humaine et est comparable au risque de se faire frapper par la foudre.

4 ANALYSE DES RISQUES D'ACCIDENT DÛ À DES PROJECTIONS DE GLACE

L'analyse de risque concernant les probabilités qu'un utilisateur des infrastructures d'accès récréatifs soit frappé par des morceaux de glace projetés suite à un épisode de verglas et lors du redémarrage des éoliennes a été réalisée par le bureau de Montréal de Germanischer Lloyd (Hélimax Énergie). Les détails de cette analyse sont présentés à l'Annexe B (Analyse de risque de jet de glace – Projet éolien Massif-du-Sud).

L'analyse de risque repose sur les facteurs suivants :

- Rose des vents et nombre de jours d'occurrence de glace
- Localisation des sentiers (position et orientation des sentiers par rapport aux éoliennes en cause)
- Caractéristiques et fréquence des utilisateurs des sentiers exposés aux risques
 - Nombre de passants (nbre/jour);
 - Vitesse de passage (km/h);
 - Surface exposée des usagers (m²).

De plus, l'analyse a été conduite en se basant sur les valeurs les plus prudentes pour ces facteurs, soit:

- les valeurs des données météorologiques prises en compte lors de l'analyse sont les valeurs extrêmes maximales annuellement (fréquence maximale du temps pendant lequel le rotor est perpendiculaire aux sentiers (favorisant la projection de glace en direction des sentiers); nombre de jours de verglas maximal compte tenu des données météorologiques enregistrées; vitesse maximale de vent);
- Les surfaces exposées des sentiers ont été surestimées;
- Les valeurs relatives aux caractéristiques et aux fréquences des utilisateurs de sentiers ont été estimées de manière à représenter les pires scénarios - *worst case scenario* - (vitesse la plus lente de passage des utilisateurs, temps d'exposition aux risques plus élevé, surfaces occupées par les utilisateurs surestimées, fréquentations surestimées par rapport aux données transmises par les gestionnaires du parc régional).

Ce calcul de risque applique l'approche d'un profil de risque continu afin de déterminer le risque individuel des personnes utilisant le territoire à proximité des éoliennes. Pour un sentier donné, le parcours est découpé en tronçons de longueurs égales. Pour chaque tronçon le risque associé à l'impact d'un projectile pendant la présence d'un récepteur se déplaçant à une vitesse supposée constante est estimé en utilisant les paramètres appropriés. Les risques élémentaires ainsi obtenus sont ensuite sommés le long du sentier pour aboutir au risque total.

Le calcul du risque lié à un sentier suit les étapes suivantes :

- Détermination des probabilités de jet de glace en fonction de la distance qui sépare l'éolienne du sentier en question et du pourcentage de temps pendant lequel le rotor est perpendiculaire au sentier;
- Identification de la portion du sentier exposée au risque;
- Calcul du temps d'exposition des usagers aux risques;
- Détermination du profil de risque;
- Calcul du risque individuel qu'un utilisateur des sentiers soit percuté par un morceau de glace.

Le type d'analyse de risque qui a été effectué repose sur l'équation suivante, telle que présentée à l'Annexe B, qui indique que la probabilité qu'un morceau de glace projeté percute un utilisateur de sentiers est égale à:

$$RI = P_{incident} / m^2 \times an) \times T_{exposition} \times S$$

- $P_{incident}$ = Probabilité absolue qu'une projection de glace atteigne une distance donnée par année;
- $T_{exposition}$ = Fréquence de passage des utilisateurs en nombre/heure, multipliée par la longueur de la portion de sentier exposée, divisée par la vitesse de passage;
- S = Surface plane occupée par l'utilisateur du sentier.

En raison de la nature des sentiers, l'analyse de risque d'incident lié aux projections de glace ne concernait que deux éoliennes, soit l'éolienne A9 située à moins de 300 m de la route panoramique (passage de motoneiges), les éoliennes A36 et A37 situées à moins de 300 m de la route panoramique (passage de motoneiges) et l'éolienne B47 située à moins de 300 m du sentier multifonctionnel (passage de skieurs de fond). Les sentiers à proximité des autres éoliennes ne sont pas utilisés durant les périodes où se peuvent se produire les projections

de glace, soit le sentier de VTT et certaines portions du sentier multifonctionnel (communication personnelle avec Jonathan Goupil du Parc régional, voir Annexe B)

Au terme de l'analyse de risque spécifique aux conditions du site du parc éolien du Massif-du-Sud, il appert que la probabilité qu'un motoneigiste passant à moins de 300 m de l'éolienne A9 soit atteint d'un morceau de glace se détachant d'une éolienne est de $1,2 \cdot 10^{-7}$ incident/an (ou 1 fois en 8 333 333 ans), que la probabilité qu'un motoneigiste passant à moins de 300 m des éoliennes A36 et A37 soit atteint d'un morceau de glace se détachant d'une éolienne est de $1 \cdot 10^{-6}$ incident/an (ou 1 fois en 1 000 000 ans) et que la probabilité qu'un skieur de fond passant à moins de 300 m de l'éolienne B47 est de $9.4 \cdot 10^{-7}$ incident/an (ou 1 fois en 1 063 829 ans). Dans tous les cas, la probabilité est égale ou inférieure au critère de négligeabilité qui est de $1 \cdot 10^{-6}$ (1 sur 1 000 000 d'années).

5 CONCLUSION

Au terme des deux analyses de risque, soit l'analyse de risque concernant les probabilités d'accident suite à un bris résultant d'un accident ou d'une défaillance de l'éolienne et l'analyse de risque concernant les probabilités d'accident dû à la projection de glace suite à un épisode verglaçant, il appert que les probabilités qu'un utilisateur des sentiers récréatifs soit atteint d'un morceau se détachant d'une éolienne ou d'un morceau de glace se détachant du rotor sont toujours égales ou inférieures au critère de négligeabilité qui est de $1 \cdot 10^{-6}$ (1 incident à chaque 1 000 000 d'années). Ce critère est utilisé pour prendre en compte les risques à la sécurité de la vie humaine et est comparable au risque de se faire frapper par la foudre. Lorsque la probabilité est inférieure à ce critère, la probabilité d'incident est considérée négligeable.

Ce rapport conclut ainsi que la configuration proposée par Saint-Laurent Énergie, en date du 17 juillet 2009, pour le projet éolien du Massif-du-Sud est sécuritaire pour les utilisateurs des sentiers récréatifs se trouvant à moins de 300 mètres des éoliennes.

6 ANNEXE A : ANALYSE DES RISQUES D'ACCIDENT DÙ À UN BRIS D'ÉOLIENNE

Risk Analysis Report

Site Specific Risk Analysis for a Wind Farm Development at Bellechasse in Quebec, Canada

Germanischer Lloyd



Client's Discretion

Project Number	10064
Order Number	4220/09/05279/260
Date of Issue	2009-07-01
Revision	2

DOCUMENT INFORMATION

Type of Report	Risk Analysis
Project Number	10064
Date of Issue	2009-07-01
Document Version	Final
Document Classification	Client's Discretion
Circulation List and Copies	GL (2x), Client (2x)
Revision	2
Revision History	
0 Draft	2009-06-03 First Issue
1 Final	2009-06-25 Editorial changes
2 Final	2009-07-01 Editorial changes

Key To Classification

Strictly Confidential:	Recipients only
Private and Confidential:	For disclosure to individuals directly concerned within the recipient's organisation
Commercial in Confidence:	Not to be disclosed outside the recipient's organisation
GL C&E only:	Not to be disclosed to non GL Consulting & Engineering staff
Client's Discretion:	Distribution at the discretion of the client subject to contractual agreement
Published:	Available to the general public

Hamburg, 2009-07-01

Approved:



Peter Dalhoff
Managing Director

Expert:



Christian Schmuck
Expert in Charge

DISCLAIMER

Acceptance of this document by the client is on the basis that Germanischer Lloyd is not in any way to be held responsible for the application or use made of the findings of the results from the analysis and that such responsibility remains with the client.

PROJECT INFORMATION

Client

Address Hélimax Énergie inc.
4100 Molson St., Suite 100
Montreal (Quebec)
Canada H1Y 3N1

Contact Mr. Francois Tremblay

GL Renewables Consulting & Engineering

Expert in Charge Christian Schmuck

Approved by Peter Dalhoff

Address GL Renewables Consulting & Engineering
WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH
Steinhöft 9
20459 Hamburg / Germany

Contact Tel: +49 (0) 40 36149-1790
E-Mail: christian.schmuck@gl-group.com

TABLE OF CONTENTS

1	Introduction.....	5
1.1	The Study	5
1.2	Background of Germanischer Lloyd.....	5
2	Glossary	6
2.1	Risk Analysis Terms	6
2.2	Wind Turbine Terms	6
3	Scope of Analysis.....	8
4	Project Description.....	9
4.1	Wind Farm	9
4.1.1	Wind Farm Project.....	9
4.1.2	Wind Turbine Specifications	10
4.2	Infrastructure at Risk.....	12
4.3	Wind Conditions.....	12
5	Risk Analysis	13
5.1	Methodology	13
5.2	Hazard Identification	14
5.2.1	Potential Turbine Failures.....	14
5.2.2	Discussion and Applying Failure Types.....	15
5.3	Risk Assessment	16
5.3.1	Failure Assumptions	16
5.3.2	Rotor Blade Throw.....	18
6	Analysis of the Investigation.....	21
6.1	Results for Dropping of Blade and Parts of Blade	21
6.2	Acceptance Criteria	23
6.3	Exclusions.....	23
6.4	Discussion	23
7	Conclusion	24
8	Documentation	25
9	References	26

1 Introduction

1.1 The Study

The "Massif-du-sud" wind farm with in total 75 wind turbines of the type REpower MM82 and MM92 is planned in the MRCs of Bellechasse and Les Etchemins in the Canadian province of Quebec. By-laws adopted by both MRCs ask for an engineering report regarding the public safety of turbines that would be located at certain distances of recreational infrastructures. GL Renewables Consulting & Engineering, WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH (GL) investigates the risks that are associated with the establishment and operation of the turbines close to the objects or areas at risk.

As a basis for the risk study the „*Handboek Risicozonering Windturbines*“ [i] published by the Energy Research Centre of the Netherlands (ECN) is used. ECN is an independent market-oriented knowledge centre for energy research and development with a high expertise in risk analysis in the Netherlands and in Europe.

1.2 Background of Germanischer Lloyd

Germanischer Lloyd is a ship classification body and an international inspection, certification and technical consultancy company. All business fields follow the same approach of technical competence, uncompromising quality and first-class services around the world.

GL Renewables offers certification of wind farms, wind turbines and their components, a full range of turbine measurement services and an exceptional level of know-how in the field of wind project development.

GL Renewables Certification is accredited to certify in accordance with all relevant standards in the field of wind energy. For the purpose of wind turbine certification the GL Guideline for the Certification of Wind Turbines (Edition 2003/2004) and the Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines (Edition 2005) have been developed and the contents have been agreed upon with the Wind Energy Committee.

GL Renewables Consulting & Engineering is an internationally operating consultant for wind turbines and wind farms. GL Renewables Consulting & Engineering is involved in projects from the pre-development phase through to operations. From strategic consulting to wind resource assessment, due diligence reviews to performance optimisation, Consulting & Engineering offers its services to project leaders, financing institutions and insurers of renewable energy projects.

In the field of risk analysis GL has performed several risk analyses for offshore projects (ship collision studies) as well as for onshore projects (blade throw, ice throw and other failure types). The actual number of projects can be found in our latest reference list.

2 Glossary

To facilitate understanding of the report and allow a consistent comprehension of the vocabulary used throughout the document, definitions of risk analysis and wind turbine terms are summarised in the following sections.

2.1 Risk Analysis Terms

The risk analysis terms used in the report are described below in order to clarify their denotations with respect to the usage in the context of risk analysis.

Failure	State or condition of not meeting a desirable or intended objective
Risk	Risk is the possibility of an event occurring that will have an impact on the achievement of objectives. Risk is measured in terms of impact and likelihood. Risk can be assessed qualitatively or quantitatively.
Hazard	Situation that poses a level of threat to life, health, property or environment. Here hazards are dormant or potential, with a theoretical risk of harm. Hazards can be natural, man-made or activity-related.
Consequence	In a quantitative study, consequences are expressed numerically (e.g. the number of people potentially hurt or killed or the financial loss).
Probability	Results are expressed in the form $x \cdot 10^{-y}$. E.g. $1 \cdot 10^{-6}$. This represents a probability of 1 in 1,000,000 (one in a million).

2.2 Wind Turbine Terms

The most important wind turbine components referred to in this report are defined in Figure 2-1. The foundation type will depend on the turbine size and type as well as the soil conditions at the site. The most common types are slab foundations and pile foundations.

Wind turbine	Machinery for generating electricity from the wind
Hub height	Height to the geometrical centre of the turbine rotor, measured from ground level
Rated power	Maximum power output occurring at the rated wind speed
Rated speed	Maximum rotational speed at the rated wind speed
Cut-in wind speed	Wind speed at which a turbine begins to operate
Cut-out wind speed	Wind speed at which a turbine shuts down
Rated wind speed	Wind speed at which the turbine reaches its maximum output
Power curve	Specification of the power produced as a function of wind speed
Rotational speed curve	Specification of the rotational speed as a function of wind speed
Rotor	Non-stationary part of the rotary system
Nacelle	Covering housing including the structural parts and machinery parts
Hub	Structural part that connects the blades with the main shaft of the power train

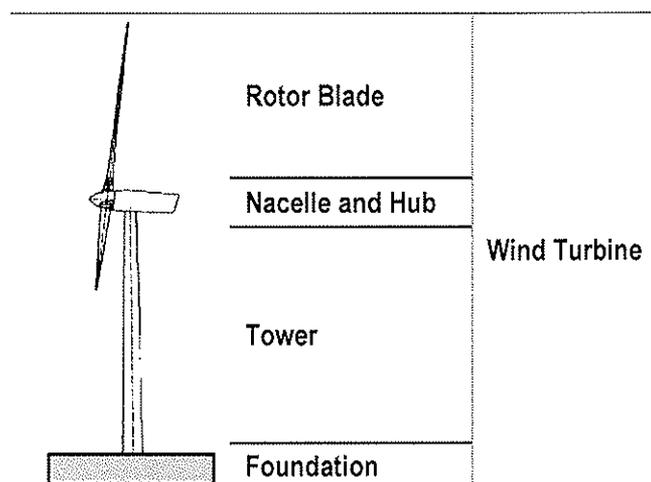


Figure 2-1: Basic Turbine Components

3 Scope of Analysis

This report describes the methodology and discusses the results of a detailed study undertaken to determine to what extent the failure of a proposed wind turbine(s) or components thereof constitutes a threat for humans.

In the first step the basic geometric and operational data for the planned wind farm and the wind turbine types assumed in the analysis are summarised. The results of this analysis are used for the further investigations. Additionally, the location of the proposed wind turbines and the infrastructure at risk will be discussed and summarised with respect to the scope of work. Lastly, the environmental conditions, i.e. wind conditions, needed for this study are evaluated and summarised.

As communicated with the Client only blade failure will be part of the detailed quantitative investigation and calculation. Other turbine failures will be discussed in section 5.2.2.

The objective is to get the influence strike probabilities for blade parts hitting humans and the infrastructure at risk respectively. These probabilities can be used to determine whether a proposed wind farm layout exposes humans or the infrastructure to an unacceptable level of risk.

The results are presented and summarized for the worst-case turbine in terms of hit probabilities in dependency of the distance (Turbine B47, see Section 4.1.2). Thus a detailed investigation was conducted for the turbine type REpower MM92 with 80m hub height (overall tip height of 126 m) taking into account a distance of 134 m between turbine B47 and a trail (Section 4.2). Supposing the same climatic conditions as stated in section 4.3 and the same type of turbine the results can be used (Section 6.3 and 6.4) to approximately estimate the hazards on the trails from other MM92 in the proposed wind farm.

The consequences associated with a given hit probability will not be evaluated in detail. The hit probabilities are interpreted with respect to the acceptance criteria in order to determine if a blade failure causes any unacceptable kind of risk to the environment, i.e. humans and infrastructure.

The results of this analysis are based on the wind turbine specifications and the site conditions data at the Massif-du-Sud wind farm presented by the Client.

4 Project Description

4.1 Wind Farm

4.1.1 Wind Farm Project

The installation of 75 wind turbines of the type REpower MM82 and MM92 is planned in the MRCs Bellechasse and Les Etchemins in Quebec, Canada. The location of the wind farm is roughly displayed in Figure 4-1a and shown in more detail in Figure 4-1b.

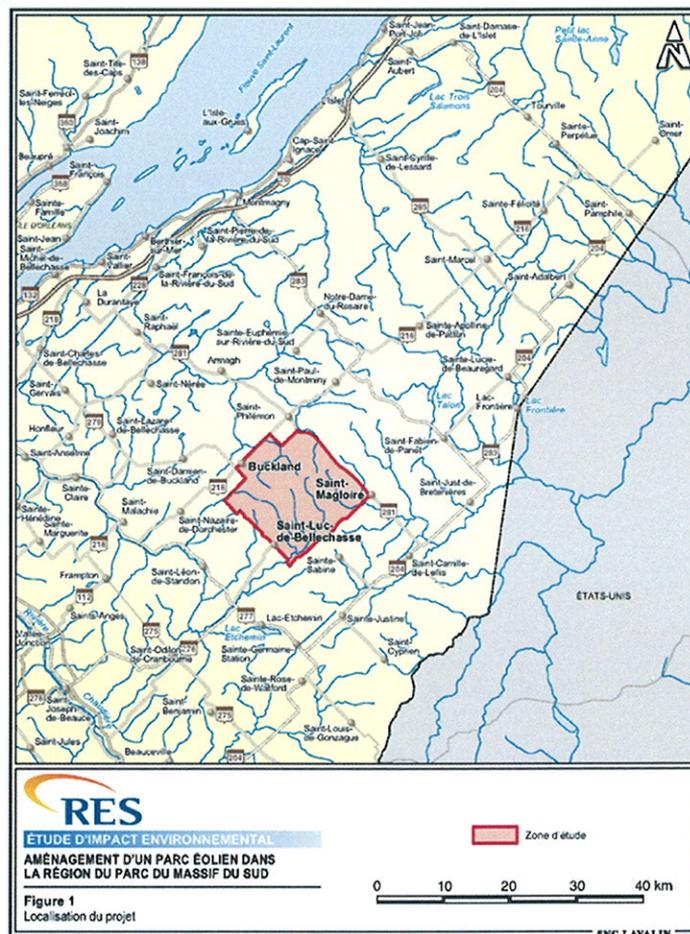


Figure 4-1a: Massif-du-Sud wind farm

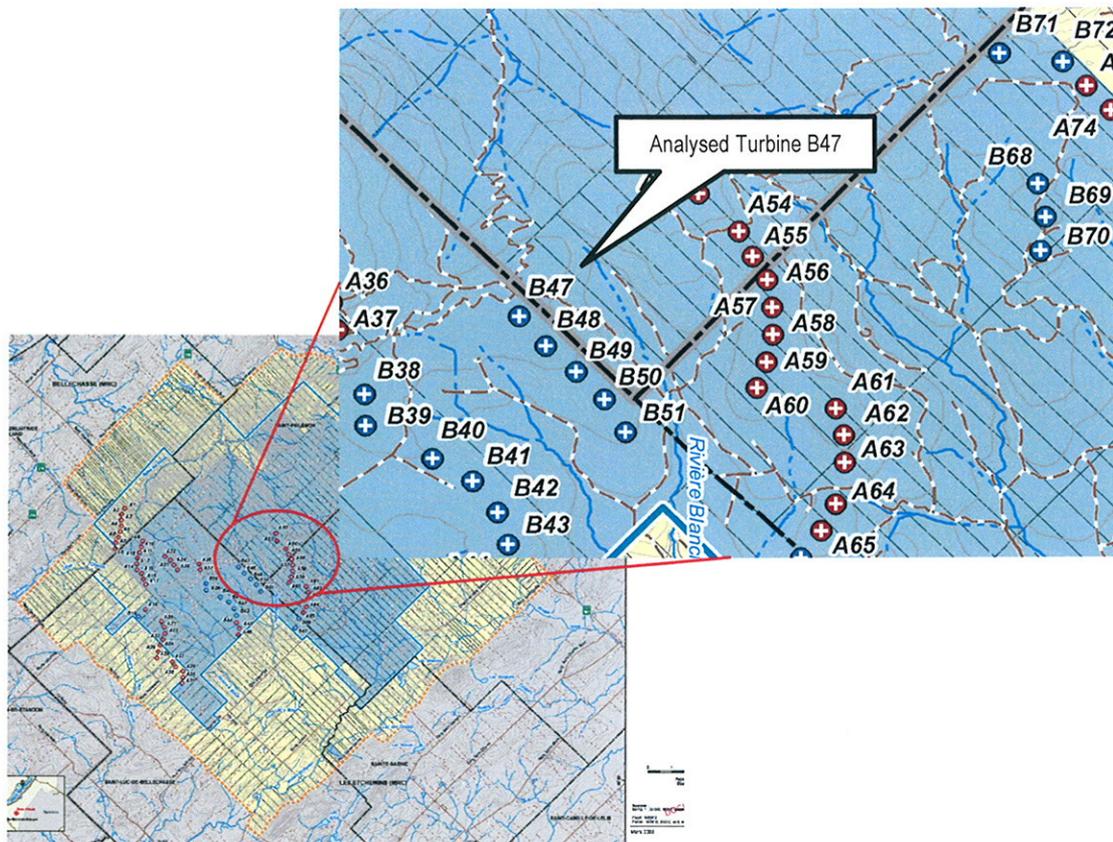


Figure 4-1b: Massif-du-Sud wind farm site plan, original scale 1:20000

4.1.2 Wind Turbine Specifications

As stated in chapter 3 only turbine B47 was analysed in detail. The B47 turbine is a REpower MM92. A conservative approach is used by using the geometric and operational data of the MM92 with a hub height of 80 m at this site in combination with a rotor diameter of 92 m. Therefore the calculations are based on an overall tip height of 126 m. All geometrical and operational turbine data were submitted by the Client or taken from public-available sources. If data was not available the information was obtained by referring to known data from the same class of turbine.

Table 4-1: Proposed Wind Turbine MM92 at Bellechasse

	REpower MM92
Rated power	2000 kW
Rotor diameter	92 m
Hub height	80 m

The rotational speed curve was derived using the rotational speed data delivered by the Client for that type of turbine. To make allowance for the raw data the rotational speed curve was interpolated between cut in and rated

wind speed as a straight line. The rotational speed of 8.9 rpm at cut in and 17.2 rpm at rated wind speed was taken from the REpower MM92 product specification. In addition the rotational speed below cut in wind speeds and above cut out wind speeds is assumed to be 1.15 rpm. In reality wind turbines show much less rotational speed (around 0.2 rpm) for this case. The rotational speeds for a 1m/s class range are given in Table 4-2 for normal operation. Figure 4-2 illustrates the rotational speeds.

Table 4-2: Rotational Speed for Normal Operation

Wind Speed [m/s]	Rotational Speed [rpm]
1 to 2	1.15
3	8.9
4	9.9
5	10.9
6	12.0
7	13.0
8	14.0
9	15.0
10	16.0
11	17.1
12 to 24	17.2
25 to 30	1.15

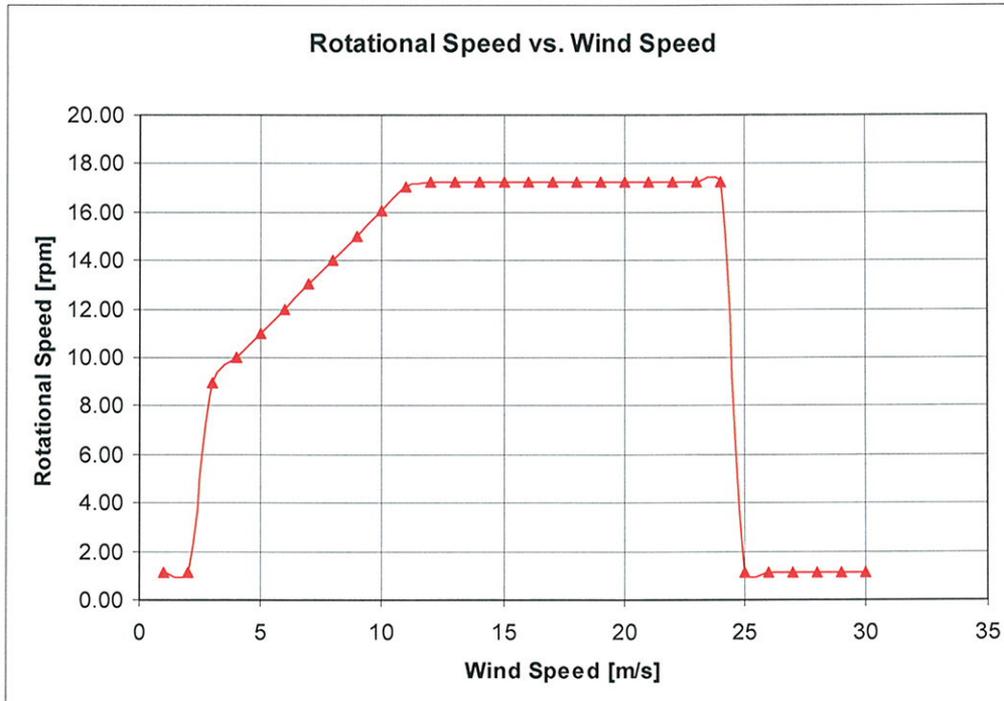


Figure 4-2: Rotational Speed of the proposed MM92 Turbine with interpolated values

4.2 Infrastructure at Risk

Several trails for hiking, horse-riding, cross-country skiing, snowshoeing, snow mobiles and four-wheelers are located in the direct surroundings of the 75 planned wind turbines. The worst case scenario was investigated with respect to the Clients request. Here, the worst case situation was assumed to be the trail with the least distance to the turbine position (turbine B47). Then, and as mentioned in Section 3 no detailed investigations have been made concerning distances from each turbine position to single trails (see also Section 6.1). The worst case was also assumed to be applied to a non-moving trail user. No differentiations concerning the dimensions of different trails have been made. The calculations are based on the assumption that trails have a maximum width of 8 m. Furthermore a conservative equivalent profile of the trails was chosen to consider people and vehicles with a height of up to 4 m. The Infrastructure as such represents no risks to be damaged.

4.3 Wind Conditions

The evaluation and assessment of the wind conditions for the site are not discussed in detail. The risk analysis will be based on the raw data provided by the Client as wind speed and wind speed distribution [3] [5]. This data was checked for plausibility and is assumed to give an accurate representation of the site conditions and assigned to turbine B47 for the detailed investigation.

The wind direction distribution is used to estimate the probability of a failure to be associated with a given directional sector. For this analysis the directional probability is not used in the blade throw analyses and therefore not needed as an input parameter.

5 Risk Analysis

5.1 Methodology

A common approach to risk analysis is to validate the risk probability caused by the potential wind turbines and then to assess whether the risk is acceptable or not. The risk associated with hazards originating from a technical system (in this case wind turbines) is defined as the product of the frequency of an undesirable event (failure) and the expected consequences of such an event. Here the technical system is the physical technical system itself not taking into account installation and maintenance procedures. In risk engineering the general definition of risk is as follows:

$$R = P_{Hazard} * C$$

In this formula R is the risk, P_{Hazard} is the probability of a hazard and C is the consequence per accident measured in terms of monetary losses, human injury/death or other consequences.

The hazard probability (P_{Hazard}) is associated with the frequency of an undesirable event (failure frequency). The probability of a failure can be determined by statistical data of similar systems acting under similar conditions and assuming that such systems have corresponding failure behaviour (section 5.3).

In general the risk analysis consists of three major steps:

1. **Hazard Identification (Qualitative Risk Analysis)**
2. **Risk Assessment (Quantitative Risk Analysis)**
3. **Risk Control Measures**

These steps are discussed in Section 5.2 and the subsequent sections.

5.2 Hazard Identification

In this step of the risk analysis, relevant hazards are determined and listed using hazard identification techniques. The purpose of these techniques is to provide a systematic approach to identify potential hazards in complex systems. Hazards are events which can go wrong or which can be harmful to the environment.

For this analysis the hazards have been found to be the injury or death of humans located in the vicinity of the operating turbines.

Hazards are caused in general by different failure types of the turbine. For wind turbines the identification of potential failures can be realised in a straightforward manner as turbines are a well understood technical system with a long period of experience. Thus there is an established database of failures and their hazards for the environment. The list of failures presented in Section 5.2.1 considers an established databases of failures ([i], [viii], [ix], [x]), experience gained from the design of turbines and basic assumptions. These failures can be used to provide qualitative results of the hazards connected. Thus the failures are ranked by their hazard severity and consequences on the environment.

5.2.1 Potential Turbine Failures

Structural failures that will result in tower and foundation collapse are not considered in detail (Section 5.2.2). Only structural failures of blade that will lead to loss of a blade (or parts thereof) are considered in detail for this analysis. Turbine failures caused by environmental conditions include the accumulation of ice on the blades, and thus creating the possibility of ice throw during power production, is not part of this study.

The evaluation according to the above mentioned methodology shows some turbine failures which are relevant; these are listed in Table 5-1. All the failures listed in the table will result in a hazard caused by an impact of structural parts of the turbine (or ice) on the objects at risk. Thus the severity of the hazard and consequences due to the failures listed in Table 5-1 is strongly correlated with the weight of the structural part. The severity of the hazard consequences would decrease from 1 to 5. This analysis treats not all the below listed failure types, though in the further assessment only dropping of blade or dropping of blade parts will be evaluated in more detail.

Table 5-1: Description of Failures and Possible Consequences

No.	Failure	Description	Hazard and Possible Consequences
1	Tower failure	Structural failure of the tower flange bolt connections or structural failure due to buckling of the tower	Nacelle, rotor and parts of the tower will hit the ground and may damage the proximate objects
2	Foundation failure	Toppling of the whole turbine including tower and substructure, due to structural failure in the foundation or soil failure	Nacelle, rotor, tower and substructure will hit the ground and may damage the proximate objects
3	Dropping of rotor blade	Structural failure of the blade root or the blade hub connection	Rotor blade will hit the ground after projection and may damage the proximate objects
4	Dropping of rotor blade parts	Structural failure of the blades	Parts of the rotor blade may damage the proximate objects
5	Ice throw	Ice accumulation during power production of the turbine leading to ice being projected from the blade	Ice may be projected from the blade and may damage the proximate objects

5.2.2 Discussion and Applying Failure Types

For the failure types of tower failure, foundation failure, dropping of a blade or part of a blade and ice throw the hazards and consequences will depend on the sphere of influence of the failed turbine. Taking into account the above (Section 4.1.2) mentioned overall tip height for the REpower MM92 of 126 m hazards due to tower or foundation failures are not to be expected as the minimum distance from a wind turbine to a trail at the site is 134 m, as indicated by the Client, and therefore exceeding the overall turbine height.

Ice throw is considered to be a hazard for the site but it is known that this analysis will be performed separately. The detailed analysis of ice throw is therefore not performed in detail in this report.

Operational failures or internal failures will be covered by this analysis quantitatively. Thus failures during installation of the wind farm are not considered.

Only dropping of blades or dropping of blade parts will be investigated quantitatively in detail.

The following basic assumptions are made:

- The turbines and foundations are certified according to an international applicable standard (i.e. IEC Standards) by an internationally recognised certification body (i.e. Germanischer Lloyd).
- The type of turbine is based on proven and modern technology.
- During maintenance and operation only trained and experienced staff is used and the operation and maintenance follows a quality system.

The main focus of this analysis is to evaluate the risk to human life.

5.3 Risk Assessment

In the risk assessment the probability of occurrence of the relevant hazard – identified in the hazard identification – is assessed by means of calculation. To calculate the probability of occurrence of each potential hazard it is necessary to evaluate the probability of occurrence of the associated failure. As stated in Section 5.2.2 only the relevant failure type blade throw is analysed in the following Sections.

The detailed evaluation of the subsequent consequences (number of injuries and deaths) of the potential hazards will not be evaluated in detail in this analysis. Only the probability of occurrence of the hazard is investigated and can be used for comparison against applicable risk acceptance criteria. The hazard probability assessment is performed according to the ECN Guideline [i] and will be discussed in more detail in the following sections.

5.3.1 Failure Assumptions

Blade throw as the identified and relevant type of failure is now investigated in terms of their probability of occurrence. One approach is to apply statistical methods using historical data to gain input values for the failure assumptions. This approach is possible as the failure behaviour of similar systems (other turbines) is known from historical data collection and can be assumed to be identical to the system treated (typical wind turbine). Assuming that the wind turbine failures will be identical to the failures that occurred in the past, this approach requires a certain number of recorded turbine failures over a certain time period to ensure a robust statistical basis for the statistical results.

If the extensive data collections summarised in [i] are used as a basis for the analysis, the resulting probabilities of occurrence will be very conservative. These data evaluations are based on the data and statistics provided in [viii] and [ix] as well as investigations performed by the ECN itself. The collections contain several years of data for numerous types of wind turbines in several European countries. The failure assumptions are based on about 29 000 years of power production. The resulting probabilities for the failure assumptions are very similar to the assumptions given in a later publication [x] for the German area. Due to the fact that the database [i] includes

non-certified turbines, turbines that have not been maintained on a regular basis and the early wind turbine stages, the failure probabilities are highly conservative and would not reflect the reality for the failure frequencies of modern, certified and maintained turbines in question.

Thus for this analysis the assumption is that the turbine installed is a modern turbine with a proven technology, certification and proper maintenance. The certification process leads to a Type Certificate which state that a wind turbine is designed and built in compliance with accepted national and international standards. The IEC 61400 and Germanischer Lloyd standard series represents the state-of-the-art and refers to the Eurocode series (EN1990 Eurocode - Basis of structural design). The proposed turbines REpower MM82 and MM92 are certified in accordance with these international standards. The EN1990 is a head document establishing for all other structural Eurocodes the principles and requirements for safety, serviceability and durability. The general approach is to keep the resistance R higher than the effect of action E including safety factor γ . This is shown in the formula below:

$$R > E * \gamma$$

The safety factor γ comprises several applied safety factors and indicates a basis of $1*10^{-6}$ (1 in 1,000,000) as a failure assumption. Thus the turbines are assumed to have the failure probabilities as supposed during the design. The failure probabilities as listed in Table 5-2 are in compliance with the Eurocode assumption.

Table 5-2: Probabilities of Blade Dropping

Type of Failure	f [1/year]
Dropping of rotor blades and part of blades	$1*10^{-6}$

5.3.2 Rotor Blade Throw

5.3.2.1 Start Conditions

For each throw simulation specified start conditions associated with the release position of the blade trajectory and the environmental conditions are generated. Based on these start conditions the flight of the trajectory is computed. In the computation of the blade trajectory the flight curve depends on the following:

- Size, geometry and weight of the blade trajectory, including resulting drag coefficient
- Release position within the rotor diameter
- Rotor angle at moment of release
- Rotational speed at moment of release
- Air density at the site
- Wind speed
- Wind direction at moment of release

5.3.2.2 Computation of Throwing Distances

The projection range of the blade depends on the turbine parameters hub height (h), rotor diameter (D), rotor speed (n), release angle (α_{Rotor}) and geometry of the trajectory. The variables wind direction (w_R), wind velocity (V_w) and the rotor speed (as a function of the wind speed) are also entered into the computation. The computation of the throwing range is based on a conservative model according to [i].

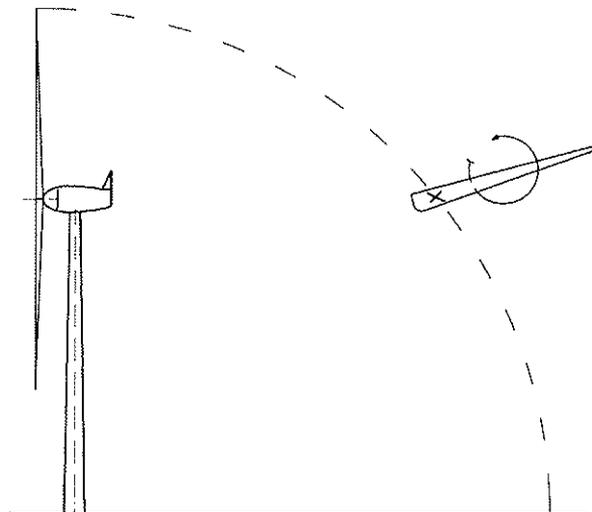


Figure 5-1: Schematic of Blade Throw

The blade trajectory is idealised as a mass point. The acceleration of the blade projection in the direction of release is amplified and shifted by the wind flow (orthogonal to the release direction). For illustration see Figure 5-1.

An important parameter in throw computations is drag coefficient. The drag coefficient of the blade trajectory is characterized by the c_w -value:

$$c_w = \frac{m \cdot a}{\frac{\rho}{2} \cdot v^2 \cdot A}$$

where:

m = mass of the blade projectile

a = acceleration

ρ = air density

v = velocity of blade trajectory

A = projected area in flight direction

The acceleration of the mass point can be expressed as follows:

$$a = \frac{k}{m} \cdot v^2 \quad \text{with} \quad k = c_w \cdot \frac{\rho}{2} \cdot A$$

5.3.2.3 Equation of Motion

Computing the acceleration results in a system of non-linear differential equations which are solved numerically.

The speed of the object at the centre of mass in the air becomes:

$$v(t) = \sqrt{v_x^2(t) + v_y^2(t) + v_z^2(t)}$$

The speed and acceleration are determined component-wise:

$$\frac{dv_x}{dt} = -\frac{k_x}{m} \cdot v_x \cdot |v(t)|$$

k_x = drag parameter in x , z – direction ; m = mass

$$\frac{dv_y}{dt} = -\frac{k_y}{m} \cdot v_y \cdot |v(t)|$$

$$\frac{dv_z}{dt} = -g - \frac{k_z}{m} \cdot v_z \cdot |v(t)|$$

$$\frac{dx}{dt} = v_x$$

$$\frac{dy}{dt} = v_y + w_y$$

$$\frac{dz}{dt} = v_z$$

with w_y = y -direction wind speed component

Solving of the motion equation is done with a numeric algorithm using a suitable increment step.

5.3.2.4 Computation of Probabilities

With the computation of the different blade trajectories for different start conditions and a multitude of individual events the impact coordinates for the trajectories are computed. Considering the start conditions from the multitude of events the relative probabilities are determined for the area which shall be examined.

Probabilities of an impact for each blade trajectory can be calculated using the following equation:

$$P_{Hazard} = P_{Failure} * P_{Wind} * P_{Fracture}$$

$P_{Failure}$ = absolute probability for the failure case (blade dropping)

P_{Wind} = relative probability for wind speed

$P_{Fracture}$ = relative probability for the trajectory case

The calculated probabilities take into account the circumferential distribution of the blade trajectories impacts with respect to the actual distance of the flight.

5.3.2.5 Assumptions for Blade Throw

For the computation of the blade trajectories and the associated probabilities, 5 idealised blade trajectories were simulated. The basic data of the blade pieces are summarised in Table 5-3. Geometric data (dimensions, masses etc.) are estimated from common 2 MW turbines and do not refer to the proposed MM92 exactly. It is assumed that this data give a correct representation of the MM92 blade. The flight computation is described in detail in the following sections.

Table 5-3: Blade Fractions in Percentage of Full Blade Length

Type of Blade Fragment	Blade Fracture in % related to Blade Root
1	100%
2	71%
3	36%
4	16%
5	7%

6 Analysis of the Investigation

6.1 Results for Dropping of Blade and Parts of Blade

For the failure type dropping of blades or parts thereof, 4.500 different flight calculations were simulated for the normal operation. The maximum flight distance measured on the ground was simulated to be 301 m. The distribution of the hit probabilities against the distance from the turbine tower are presented in Figure 6-1. The class width for this graph is 2 m per bin. To cope with the increasing area related to the increasing distance from the tower the hit probability is decreasing with the distance. Due to strongly decreasing hit probability above 100m Figure 6-1 shows only probabilities up to a distance of 100 m.

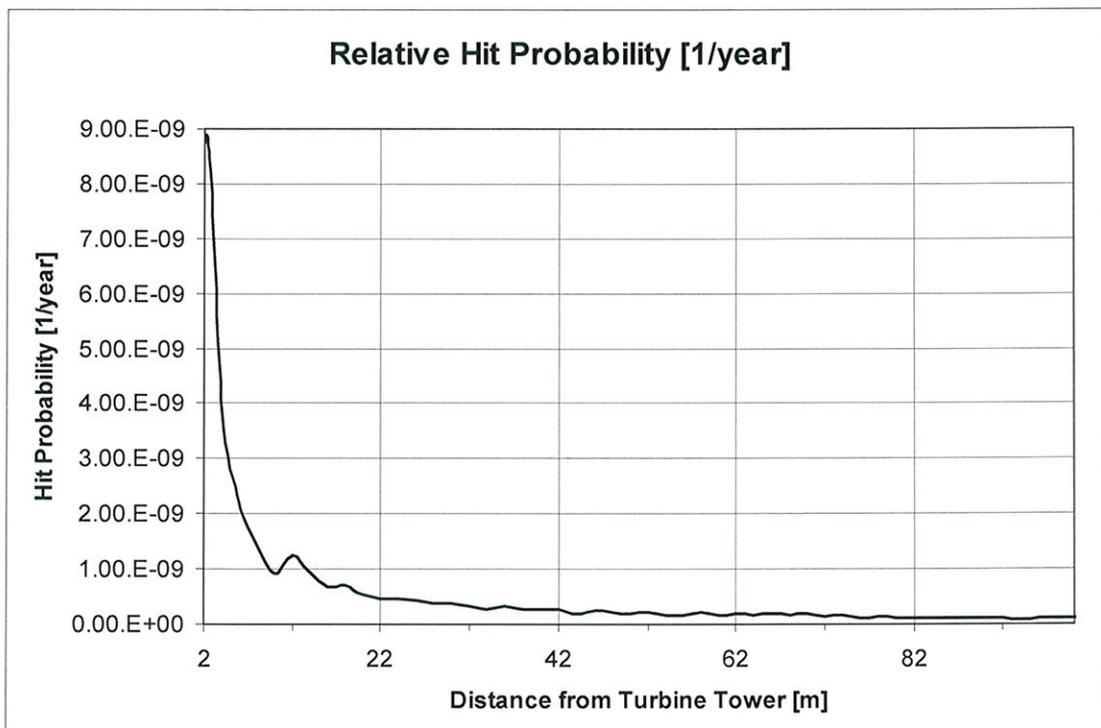


Figure 6-1: Probability Plot of Hazards for Blade Throw

Table 6-1 shows in general the magnitude of probability for distance classes of 20 m width up to the calculated maximum throw distance of 301 m. These values are related to the REpower MM92 with hub height 80 m (Section 4.1.2) and the site conditions (Section 4.3), but independent from any location of a MM92 turbine at the site if the same wind conditions are assumed.

Table 6-1: Probabilities for Distances up to the Maximum Throw Distance

Distance Class	Distance from-to [m]	Probability [1/year]
1	0 – 20	2.13E-08
2	20 – 40	3.56E-09
3	40 – 60	2.04E-09
4	60 – 80	1.51E-09
5	80 – 100	1.10E-09
6	100 – 120	9.12E-10
7	120 – 140	6.11E-10
8	140 – 160	5.14E-10
9	160 – 180	3.13E-10
10	180 – 200	2.11E-10
11	200 – 220	2.28E-10
12	220 – 240	1.32E-10
13	240 – 260	1.34E-10
14	260 – 280	6.02E-11
15	280 – 301	3.12E-11

As described in Section 3 the turbine of interest, B47, is analysed in detail. Table 6-2 shows the summarized hit probability for the distance from 128 m to 140 m. The range of 128 to 140 was chosen for the equivalent trail profile as described in Section 4.2.

Table 6-2: Probability for the most critical Turbine B47

Shortest distance of turbine B47 to trails	Distance from-to [m]	Probability [1/year]
134	128 – 140	4.13 * 10 ⁻¹⁰

All results were based on the following conservative assumption:

- Rotational speed below cut in and above cut out wind speed are assumed to be 1 rpm (Section 4.1.2)
- The Rotational Speed curve was interpolated between cut in and rated wind speed as a straight line (Section 4.1.2)
- All hits within a distance class have been summarized, i.e. it is assumed that all throws have the same direction and the shortest distance between a turbine and a trail was chosen.

All these assumption lead to conservative results of hit probabilities. The wind direction was not taken into account which leads to even more conservative results.

6.2 Acceptance Criteria

In order to discuss the results shown in Sections 6.1 and draw appropriate conclusions, acceptance criteria must be identified to oppose the results to an acceptable respectively unacceptable level of hazard. As indicated by the Client a reference value of $1 \cdot 10^{-6}$ has to be applied to fulfill the Canadian requirements. Therefore $1 \cdot 10^{-6}$ is used for comparison with the calculated magnitude of hazard to humans. The representativeness and applicability of this submitted reference value and the therewith associated standards have to be verified by the Client, if required or necessary. In comparison with other Standards, e.g. Germany [xi] or UK [xii], $1 \cdot 10^{-6}$ is a conservative value for worst-case accidents like fatalities and even more for less severe accidents. This magnitude of risk is applicable for all population groups (workers or public). For fatalities a reference value of $1 \cdot 10^{-6}$ is given in document [xii] and $1 \cdot 10^{-5}$ is indicated in document [xi].

6.3 Exclusions

As stated in Section 3 and 6.1 only turbine B47 has been investigated in detail not taking into account the detailed characteristics of the trail in question. Other hit probabilities can be taken or interpolated from Table 6-1 only directly on the condition that the same type of turbine (MM92, including 80 m hub height) and the same site conditions are applicable. If so, the results are valid for the assumption made in Section 6.1.

6.4 Discussion

As described in Section 6.2, a comparison between the acceptable risks and the calculated results for the hazard probabilities must be performed. Consequences have not been investigated in this report.

The result of $4.13 \cdot 10^{-10}$ for the turbine B47 with the most critical distance of 134 m to a trail, considering the shortest distance to the trail in question, are below the broadly acceptable value of $1 \cdot 10^{-6}$ (1 in 1,000,000) as stated by the Client and in other relevant standards. Taking, beside the above described conservative assumptions (Section 6.1), furthermore into account that not every failure will lead to an accident (injury or fatality), the number of relevant hazards will decrease even more.

As a summary it can be said that the risk of operating the wind turbine B47 as presented in figure 4-1a and 4-2b with the dimensions as stated in section 4.1.2 will not impose a significant increase of risk to human life according to the reference of $1 \cdot 10^{-6}$. It should be noted that all results derived from raw data concerning the turbine and the site. The application of the results stated in Table 6-1 to predict the hazard caused by other turbines in the wind farm is very limited as described in Section 6.3.

7 Conclusion

A risk analysis has been performed for the Massif-du-Sud wind farm in MRCs Bellechase and Les Etchemins in Quebec, Canada. The methodology and results of the detailed study are described herein. The study was undertaken to determine to what extent a blade failure of the turbine type REpower MM92 with 80 m hub height may lead to exceeded acceptable values of risk. The basic environmental conditions needed for this study are evaluated and summarised.

A brief qualitative risk analysis is performed, analysing defined potential risks associated with potential failures of the wind turbines. Only the turbine failure blade throw was evaluated in detail with the objective of deriving the probability of occurrence of a hazard associated with this type of failure and subsequently evaluating whether these probabilities lie within the range of acceptability. Consequences have not been investigated in this report.

The results of the analysis are given as quantitative results (hit probabilities) and are discussed. The acceptable magnitude for the increased risk is evaluated. The evaluation shows that the prevailing risk of 4.13×10^{-10} due to the operation of the critical turbine B47 considering the nearest trail is below the broadly acceptable risk of 1×10^{-6} even if all hits are considered in the same direction and assuming that each hazard would lead to a fatality.

Due to the limited data of the investigated turbine type and the site the same exclusions as stated in the report should be noted by all means.

The transferability of the hit probabilities to other turbines within the wind farm is described with respect to the exclusions.

All assumptions of the analysis are clearly stated in the report as well as the scope of the work performed.

8 Documentation

- [1] Several maps in scale of 1:20000 of the proposed wind farm site, submitted by the Client via E-Mail, 2009-05-13.
- [2] Turbine coordinates and distances for the most critical turbines, submitted by the Client via E-Mail, 2009-05-25.
- [3] "Predicted Wind Rose & Wind Speed Distribution", for three Met Masts and two hub heights, submitted by the Client via E-Mail, 2009-05-13.
- [4] Rotational speed curves for the MM82 and MM92, submitted by the Client via E-Mail, 2009-06-02.
- [5] E-Mail, concerning site conditions, sent by Francois Tremblay, 2009-05-25.

9 References

- [i] „Handboek Risicozonering Windturbines“, Rademakers, L., Braam, H. et al., Energy Research Centre of the Netherlands, Version 1.0, Mai 2002.
- [ii] IEC 61400-1: International Standard IEC 61400-1 “Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements”, 2nd edition February 1999.
- [iii] IEC 61400-1: International Standard IEC 61400-1 “Wind turbine generator systems – Part 1: Design requirements”, 3rd edition February 2005.
- [iv] IEC 61400-3: International Standard IEC 61400-3 “Wind turbine generator systems – Part 1: Design requirements for offshore turbines”, 1st edition February 2006.
- [v] “Guideline for the Certification of Wind Turbines”, edition 2003/2004, Germanischer Lloyd, reprint 2007.
- [vi] “Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines”, edition 2005, Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH.
- [vii] EN 1991 Eurocode 1 “Actions on structures”, EN 1991-1-4 “General actions - Wind actions”, 1995.
- [viii] “Data extract on severe accidents with wind turbines in Denmark”, Energi- og Miljødata, March 2001.
- [ix] “Schwere Schäden an Windenergieanlagen und Ihre Auswirkungen“, M. Durstewitz , B. Hahn, M. Krallmann, ISET, Kassel, November 2001.
- [x] 4.45 Rundverfügung, 05/05 - B VI a 8.2 – XXVIII, “Abstand von Windenergieanlagen (WEA) zu Einrichtungen des Bergbaus“ RdVfg. vom 31.10.2002 - 92/02 - B VI a 8.2 - XV - (Nr. 4.45 der Sammlung der Rundverfügungen).
- [xi] DIN 50126 Bahnanwendung, Berlin, Beuth Verlag, 1999.
- [xii] “Reducing risks, protecting people, HSE's decision-making process”, first published 2001.

Analyse du risque

**Analyse du risque pour le site de développement d'un parc éolien à
Bellechasse au Québec, Canada**

Germanischer Lloyd



Discrétion du client

Numéro du projet	10064
Numéro de l'offre	4220/09/05279/260
Date d'émission	01-07-2009
Révision	2

RENSEIGNEMENTS

Type de rapport	Analyse du risque
Numéro de projet	10064
Date d'émission	01-07-2009
Version du document	Finale
Classification du document	Discrétion du client
Circulation List and Copies	GL (2x), Client (2x)
Révision	2

Historique de révision

0	Brouillon	03-06-2009	Première ébauche
1	Finale	25-06-2009	Changements éditoriaux
2	Finale	01-07-2009	Changements éditoriaux

Clés de classification

Strictement confidentiel :	Destinataires seulement
Privé et confidentiel :	Divulgué aux personnes directement concernées dans l'organisation du destinataire
Confidentialité commerciale :	Ne peut être divulgué en dehors de l'organisation du destinataire
GL C&E seulement :	Ne peut être divulgué aux non membres de l'équipe de GL Consulting & Engineering
Discrétion du client :	Distribution à la discrétion du client après approbation par contrat
Publié :	Disponible au grand public

Hambourg, 01-07-2009

Approuvé:

Peter Dalhoff
Directeur général

Spécialiste:

Christian Schmuck
Spécialiste en chef

AVERTISSEMENT

Germanischer Lloyd ne peut en aucun cas être tenu responsable de l'application ou de l'usage fait des résultats de l'analyse qui deviennent la responsabilité du client dès l'acceptation de ce document.

INFORMATIONS SUR LE PROJET

Client

Adresse HéliMAX Énergie inc.
4100, rue Molson, Suite 100
Montréal (Québec)
Canada H1Y 3N1

Contact M. Francois Tremblay

GL Renewables Consulting & Engineering

Expert in Charge Christian Schmuck

Approuvé par Peter Dalhoff

Adresse GL Renewables Consulting & Engineering
WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH
Steinhöft 9
20459 Hamburg / Germany

Contact Tel: +49 (0) 40 36149-1790
E-Mail: christian.schmuck@gl-group.com

TABLE DES MATIÈRES

1	Introduction	5
1.1	L'étude	5
1.2	Historique de Germanischer Lloyd.....	5
2	Glossaire	6
2.1	Termes de l'analyse du risque	6
2.2	Termes des éoliennes.....	6
3	Analyse	8
4	Description du projet	9
4.1	Parc éolien	9
4.1.1	Projet de parc éolien	9
4.1.2	Spécifications sur les éoliennes	10
4.2	Infrastructures à risque	12
4.3	Conditions du vent	12
5	Analyse du risque	13
5.1	Méthodologie	13
5.2	Identification du danger.....	14
5.2.1	Défaillances possibles des turbines	14
5.2.2	Discussion et types de défaillances	15
5.3	Évaluation du risque.....	16
5.3.1	Hypothèses de défaillance	16
5.3.2	Projection de pale de rotor	17
6	Analyse de la recherche	21
6.1	Résultats pour les chutes de pale ou de fragment de pale	21
6.2	Critères d'acceptation	24
6.3	Exclusions.....	24
6.4	Discussion.....	24
7	Conclusion	25
8	Documentation	26
9	Références	27

1 Introduction

1.1 L'étude

Le parc éolien du « Massif-du-Sud » comprenant 75 éoliennes de type REpower MM82 et MM92 est prévu dans la MRC de Bellechasse et Les Etchemins au Québec, une province canadienne. Les règlements adoptés par les deux MRC exigent un rapport d'ingénierie sur la sécurité publique des turbines qui seraient localisées à une certaine distance d'infrastructures de loisir. GL Renewables Consulting & Engineering, WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH (GL) analyse les risques liés à la mise en place et au fonctionnement des éoliennes à proximité d'objets ou aires à risque.

L'étude du risque « *Handboek Risicozonering Windturbines* » [i] publié par l'Energy Research Center aux Pays-Bas (ECN) sert de point de départ. ECN est un centre de connaissances indépendant de libre-échange pour la recherche et développement de l'énergie spécialisé dans les analyses du risque dans les Pays-Bas et en Europe.

1.2 Historique de Germanischer Lloyd

Germanischer Lloyd est un bureau d'études et d'ingénierie, de classification de navires marchands et de vérification internationale. Tous les secteurs d'activités suivent la même approche de compétence technique, de qualité absolue et de services de première classe partout dans le monde.

GL Renewables offre la certification pour les parcs éoliens, les éoliennes et leurs composants, une gamme complète de services de mesure des turbines et un niveau exceptionnel de savoir-faire dans le développement de projets d'énergie éolienne.

La certification de GL Renewables est octroyée pour certifier la conformité avec toutes les normes correspondantes dans le domaine de l'énergie éolienne. À des fins de certification des éoliennes, le *GL Guideline for the Certification of Wind Turbines* (Édition 2003/2004) et le *Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines* (Édition 2005) ont été élaborés et leur contenu a été approuvé par le Comité de l'énergie éolienne.

GL Renewables Consulting & Engineering est un consultant en éoliennes et parcs éoliens. GL Renewables Consulting & Engineering est impliqué dans des projets de la phase de pré-développement jusqu'au démarrage des opérations. Que ce soit pour une consultation stratégique d'évaluation des ressources éoliennes ou des études d'optimisation de performance, Consulting & Engineering offre ses services aux chefs de projets, institutions financières et assureurs de projets d'énergie renouvelable.

En ce qui concerne l'analyse du risque, GL a réalisé plusieurs analyses pour des projets d'éoliennes en mer (études de collisions avec des navires) ainsi que des projets d'éoliennes côtières (projection de pale, projection

de glace et autres types d'incidents). Le nombre exact de projets est indiqué dans notre récente liste de références.

2 Glossaire

Afin de faciliter la lecture du rapport et permettre une compréhension uniforme du vocabulaire utilisé dans le document, les définitions de l'analyse du risque et les termes utilisés pour les éoliennes sont résumées dans les sections suivantes.

2.1 Termes de l'analyse du risque

Les termes utilisés dans le rapport sont définis dans le tableau ci-dessous afin d'en clarifier leurs définitions en fonction de leur usage dans l'analyse du risque.

Défaillance	État ou condition de non atteinte d'un objectif voulu
Risque	Le risque est la possibilité qu'un événement ait une influence sur l'atteinte des objectifs. Le risque est mesuré en termes d'impact et de probabilité. Le risque peut être évalué qualitativement ou quantitativement.
Danger	Situation menaçante pour la vie, la santé, la propriété ou l'environnement. Les dangers peuvent être invisibles ou visibles et présenter un risque de danger théorique. Les dangers peuvent être naturels, engendrés par l'humain ou liés à l'activité.
Conséquence	Dans une étude quantitative, les conséquences sont exprimées numériquement (c.-à-d., le nombre de personnes potentiellement blessées ou tuées, ou la perte financière).
Probabilité	Les résultats sont présentés sous la forme $x \cdot 10^{-y}$. (c.-à-d., $1 \cdot 10^{-6}$). Cela représente une probabilité de 1 sur 1 000 000 (un sur un million).

2.2 Termes des éoliennes

Les plus importants composants des éoliennes auxquels on fait référence dans ce rapport sont définis dans la figure 2-1. Le type de fondation dépend de la grandeur de la turbine et du type de turbine ainsi que les conditions du sol. Les types de fondations les plus communes sont les fondations en dalles de béton ou les fondations à pieux.

Éolienne	Machine qui génère de l'électricité à partir de la force du vent
Hauteur de rotor	Hauteur prise au centre géométrique du rotor de la turbine, mesuré au niveau du sol
Puissance nominale	Puissance maximale de sortie à la vitesse nominale du vent
Vitesse nominale	Vitesse de rotation maximale à la vitesse nominale du vent
Vitesse de fourniture	Vitesse du vent à partir de laquelle une turbine commence à tourner
Vitesse de coupure	Vitesse du vent à laquelle une arrête de tourner
Vitesse nominale	Vitesse du vent à laquelle une turbine atteint sa puissance nominale
Courbe de puissance	Graphique de la puissance produite en fonction de la vitesse du vent
Courbe de vitesse de rotation	Graphique de la vitesse de rotation en fonction de la vitesse du vent
Rotor	Partie tournante du système de rotation
Nacelle	Boîtier qui abrite les pièces de structure et de la machinerie
Moyeu	Structure qui relie les pales à l'axe principal de la turbine

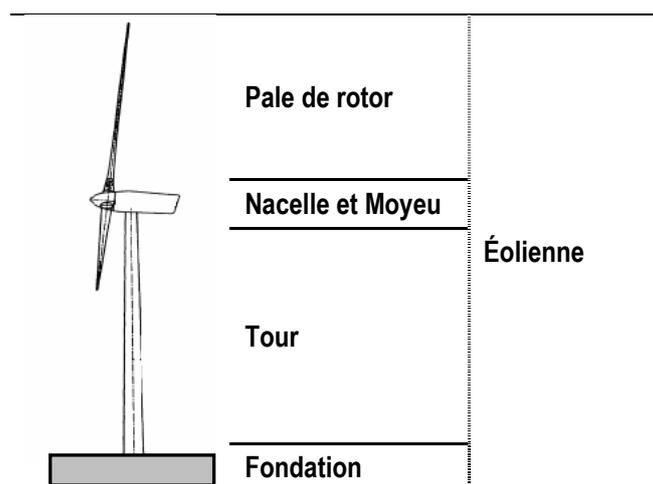


Figure 2-1: Composants de base de la turbine

3 Analyse

Ce rapport décrit la méthodologie utilisée et analyse les résultats d'une étude approfondie réalisée pour déterminer dans quelle mesure la défaillance d'une éolienne ou ses composants constitue une menace pour les humains.

Dans la première partie, les données géométriques et opérationnelles pour le projet de parc éolien et les types d'éoliennes utilisées dans l'analyse sont résumées. Les résultats de cette analyse seront utilisés dans des études plus approfondies. De plus, l'emplacement des éoliennes ainsi que les infrastructures à risque feront l'objet d'une discussion et d'un résumé qui tiendra compte du champ d'application. Finalement, les conditions environnementales, c.-à-d., les conditions du vent, nécessaires pour cette étude, sont évaluées et résumées.

Comme il a été indiqué au client, seul la rupture de pale sera incluse dans l'étude quantitative détaillée et les calculs. D'autres défaillances des turbines seront discutées dans la section 5.2.2.

L'objectif est d'obtenir les probabilités que des pales heurtent des humains et des infrastructures à risque. Ces probabilités peuvent être utilisées pour déterminer si un tracé de parc éolien proposé expose des humains ou des infrastructures à un niveau de risque inacceptable.

Les résultats sont présentés et résumés pour le pire cas de turbine en terme de probabilité d'impact en fonction de la distance (Turbine B47, voir section 4.1.2). Par conséquent, une étude approfondie a été réalisée pour la turbine de type REpower MM92 de 80 mètres de hauteur du moyeu (hauteur totale de 126 mètres), en tenant compte de la distance de 134 mètres entre la turbine B47 et une piste (Section 4.2). En supposant les mêmes conditions climatiques mentionnées dans la section 4.3 et le même type de turbine, les résultats peuvent être utilisés (Section 6.3 and 6.4) pour estimer les risques créés sur les pistes par les autres MM92 du parc éolien.

Les conséquences liées à une probabilité d'impact ne seront pas évaluées en détail. Les probabilités d'impact sont interprétées en fonction des critères d'acceptation afin de déterminer si une défaillance de pale causerait un risque inacceptable pour l'environnement, les humains et les infrastructures.

Les résultats de cette analyse s'appuient sur les spécifications de l'éolienne et des données sur les conditions du site du parc éolien du Massif-du-Sud présentées par le client.

4 Description du projet

4.1 Parc éolien

4.1.1 Projet de parc éolien

L'installation de 75 éoliennes de type REpower MM82 et MM92 est prévu dans les MRC de Bellechasse et Les Etchemins au Québec, Canada. La Figure 4-1a présente une vue d'ensemble de l'emplacement du parc éolien et la figure 4-1b présente une vue détaillée.

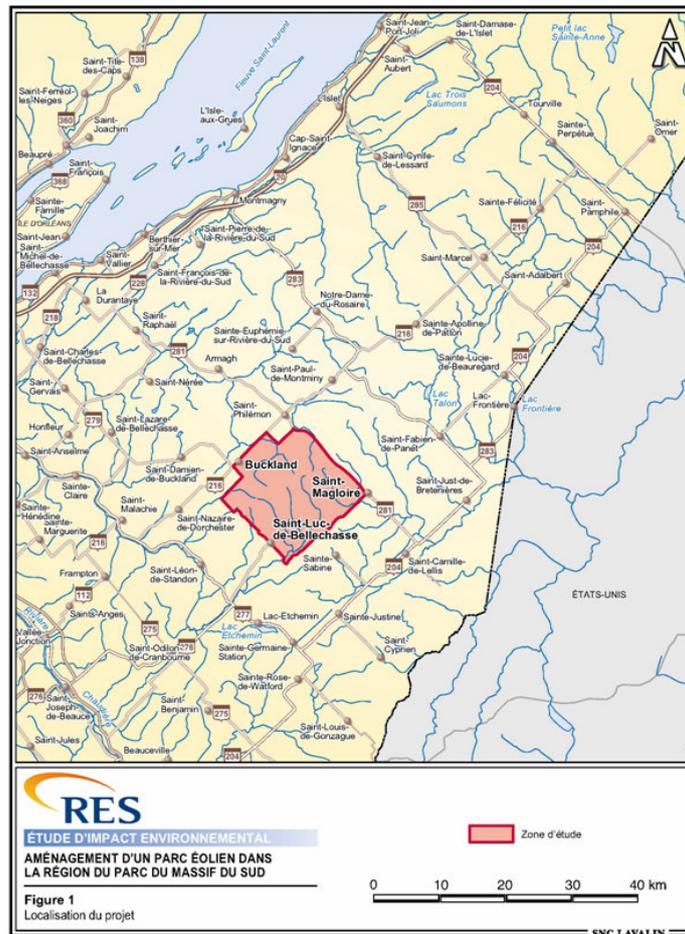


Figure 4-1a: Parc éolien du Massif-du-Sud

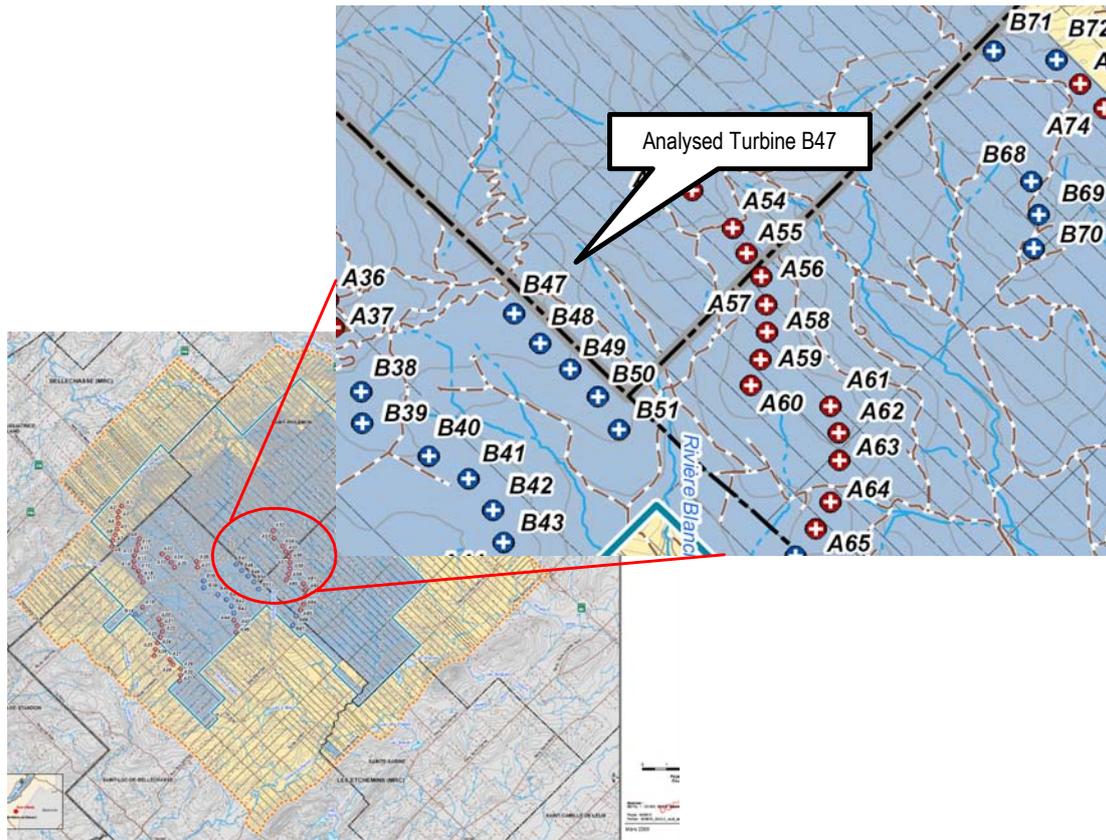


Figure 4-1b: Plan du parc éolien du Massif-du-Sud, échelle originale de 1: 20 000

4.1.2 Spécifications sur les éoliennes

Tel que mentionné au chapitre 3, seule la turbine B47 a été soumise à une analyse détaillée. La turbine B47 est de type REpower MM92. L'usage des données géométriques et opérationnelles du MM92 avec une hauteur de moyeu de 80 mètres, combiné à un diamètre de rotor de 92 mètres, présente une approche conservatrice pour cet emplacement. Par conséquent, les calculs sont basés sur la hauteur totale de 126 mètres. Toutes les données géométriques et opérationnelles de la turbine ont été soumises par le client ou prélevées des sources publiques disponibles. Si aucune donnée n'était disponible, l'information était recueillie parmi les données connues pour la même catégorie de turbine.

Tableau 4-1: Éolienne MM92 proposée pour Bellechasse

	REpower MM92
Puissance nominale	2000 kW
Diamètre du rotor	92 m
Hauteur du moyeu	80 m

La courbe de vitesse de rotation a été obtenue par les données de la vitesse de rotation fournies par le client pour ce type de turbine. Pour considérer les données brutes, la courbe de vitesse de rotation a été interpolée entre la vitesse de fourniture et la vitesse nominale. La vitesse de rotation de 8,9 rpm à la vitesse de fourniture et de 17,2 rpm à la vitesse nominale a été prélevée sur la fiche technique du REpower MM92. De plus, la vitesse de rotation en-dessous de la vitesse de fourniture et au-dessus de la vitesse de coupure devrait être de 1,15 rpm. En réalité, les éoliennes ont des vitesses de rotation plus basses (environ 0,2 rpm) dans ces conditions. Les différentes catégories pour la vitesse du vent en mètres/secondes sont données dans le tableau 4-2 pour un fonctionnement normal. La figure 4-2 illustre les vitesses de rotation.

Tableau 4-2: Vitesse de rotation pour un fonctionnement normal

Vitesse du vent	Vitesse de rotation
[m/s]	[rpm]
1 à 2	1,15
3	8,9
4	9,9
5	10,9
6	12,0
7	13,0
8	14,0
9	15,0
10	16,0
11	17,1
12 à 24	17,2
25 à 30	1,15

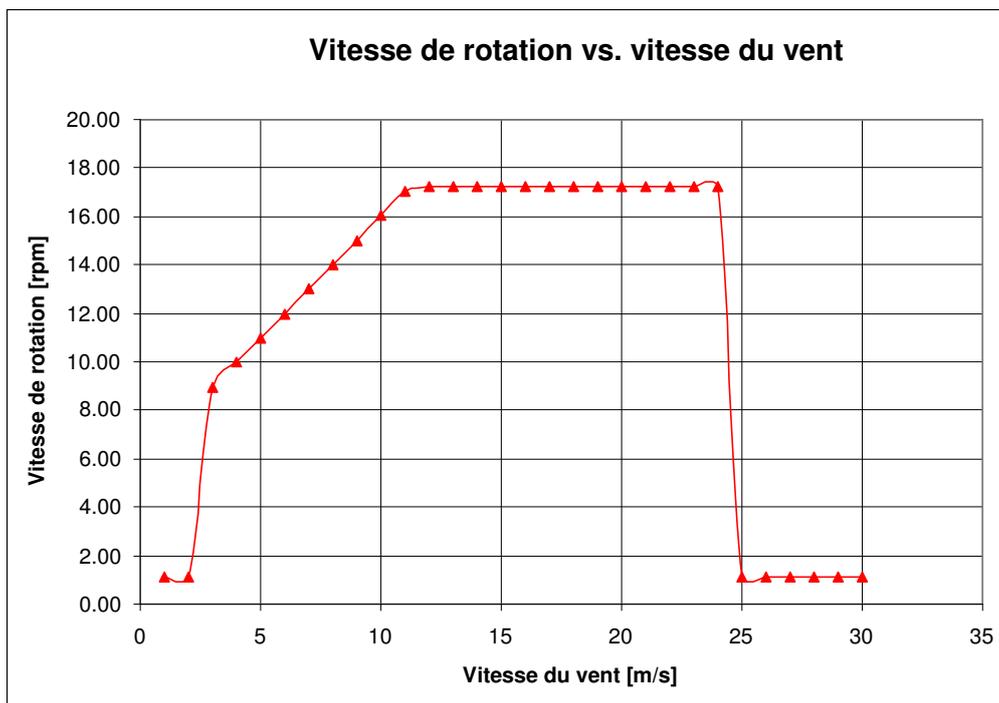


Figure 4-2: Vitesse de rotation avec valeurs interpolées pour la turbine MM92 proposée

4.2 Infrastructures à risque

Plusieurs pistes de randonnées, d'équitation, de ski de fond, de raquettes, de motoneige et motoquad sont situées dans les environs des 75 éoliennes prévues. Le pire scénario a été étudié en tenant compte des exigences du client. Le scénario de la pire éventualité est la piste la plus rapprochée de l'emplacement de la turbine B47. De plus, comme il avait été indiqué dans la section 3, aucune étude spéciale n'a été réalisée sur les distances entre chaque turbine et les pistes (voir aussi la section 6.1). Aussi, la pire situation a été simulée pour un usager de la piste qui n'est pas en mouvement. Aucune différenciation n'a été faite sur les différentes dimensions des pistes. Les calculs sont basés sur l'hypothèse que les pistes ont une largeur maximale de 8 mètres. De plus, un profil conservateur a été choisi pour les pistes en considérant des personnes et des véhicules à une hauteur jusqu'à 4 mètres. L'infrastructure en tant que tel ne représente pas un risque d'endommagement.

4.3 Conditions du vent

L'évaluation et l'estimation des conditions du vent ne sont pas détaillées. L'analyse du risque est basée sur les données brutes fournies par le client, soit la vitesse du vent et la distribution de la vitesse du vent [3] [5]. La crédibilité de ces données a été vérifiée et permet une représentation juste des conditions du site qui seront associées à la turbine B47 pour l'étude détaillée.

La direction du vent est utilisée pour estimer la probabilité qu'une défaillance soit associée à un secteur directionnel donné. Dans le cas de cette analyse, la probabilité directionnelle n'est pas utilisée dans les analyses de projection des pales et par conséquent, ne sera pas utilisée comme paramètre d'entrée.

5 Analyse du risque

5.1 Méthodologie

Une approche commune dans l'analyse du risque est de confirmer la probabilité du risque créé par les éoliennes, puis évaluer si le risque est acceptable ou non. Le risque lié aux dangers créés par un système technique (dans ce cas-ci les éoliennes) se définit comme le produit de la fréquence d'un événement indésirable (défaillance) et les conséquences prévisibles d'un tel événement. Ici, le système technique est l'appareil lui-même sans tenir compte des procédures d'installation et de maintenance. En ingénierie du risque, la définition générale du risque est la suivante :

$$R = P_{\text{Danger}} * C$$

Dans cette formule, **R** est le risque, **P_{danger}** est la probabilité d'un danger et **C** est la conséquence de l'accident mesurée en termes de pertes monétaires, blessure ou décès ou toute autre conséquence.

La probabilité du danger (**P_{Danger}**) est liée à la fréquence d'un événement indésirable (fréquence des défaillances). La probabilité d'une défaillance peut être déterminée à l'aide de données statistiques pour des systèmes semblables qui fonctionnent dans des conditions similaires et en présumant que ces systèmes aient des causes de défaillance comparables (section 5.3).

En général, l'analyse du risque comporte trois étapes principales :

1. **Identification du danger (Analyse du risque qualitative)**
2. **Évaluation du risque (Analyse du risque quantitative)**
3. **Mesures de contrôle du risque**

Ces étapes sont détaillées dans les sous-sections de la section **Error! Reference source not found.**

5.2 Identification du danger

À cette étape de l'analyse du risque, les dangers pertinents sont déterminés et énumérés à l'aide de techniques d'identification du danger. L'objectif de ces techniques est de fournir une approche systématique pour identifier les dangers potentiels dans des systèmes complexes. Des dangers sont des situations qui peuvent mal tourner ou qui peuvent être néfastes pour l'environnement.

Dans le cas de cette analyse, les dangers sont des blessures ou le décès d'humains vivant dans les environs des turbines en production d'énergie.

Les dangers sont généralement créés par divers types de défaillances de la turbine. En ce qui concerne les éoliennes, l'identification des défaillances possibles peut être facilement réalisée puisque le procédé technique des turbines est bien connu et a une longue expérience d'utilisation. De plus, il existe une base de données des défaillances et les dangers associés à l'environnement. Les défaillances présentées dans la section 5.2.1 ont été prélevées des bases de données des défaillances ([i], [viii], [ix], [x]), de l'expérience acquise dans la conception des turbines et des principes de base. Ces défaillances peuvent être utilisées pour fournir des résultats qualitatifs des dangers similaires. Les défaillances sont classées par leur niveau de sévérité et les conséquences sur l'environnement.

5.2.1 Défaillances possibles des turbines

Les défaillances structurelles qui pourraient survenir dans un effondrement du tour et de la fondation ne sont pas considérées en détail (Section 5.2.2). Seules les défaillances structurelles des pales qui entraîneront la perte d'une pale (ou des parties) sont considérées en détail dans cette analyse. Les défaillances des turbines causées par des conditions environnementales incluant l'accumulation de glace sur les pales, ce qui crée la possibilité de l'éjection de la glace en cours d'opération, ne font pas partie de cette étude.

Une évaluation selon la méthodologie mentionnée ci-dessus montre certaines défaillances de turbines applicables; celles-ci sont répertoriées dans le tableau 5-1. Toutes les défaillances indiquées dans le tableau peuvent occasionner un danger causé par l'impact de pièces de structure de la turbine (ou de glace) sur les objets à risque. Par conséquent, la sévérité du danger et les conséquences causées par les défaillances répertoriées dans le tableau 5-1 est proportionnelle au poids des pièces de structure. La gravité des conséquences du danger diminuerait de 1 à 5. Cette analyse n'évalue pas tous les types de défaillances énumérées ci-dessous, mais seul la projection de pales ou la projection de fragments de pales fait l'objet d'une analyse détaillée.

Tableau 5-1: Description des défaillances et conséquences possibles

No.	Défaillance	Description	Danger et conséquences possibles
1	Rupture du tour	Défaillance structurelle de la connexion de la pale ou défaillance structurelle causée par le flambage du tour	Nacelle, rotor et parties du tour tomberont au sol et pourraient endommager des objets à proximité
2	Rupture de la fondation	Rupture de toute la turbine incluant le tour et la sous-structure, causé par une défaillance structurelle de la fondation ou un affaissement du sol	Nacelle, rotor, tour et sous-structure tomberont au sol et pourraient endommager des objets à proximité
3	Chute de pale de rotor	Défaillance structurelle du pied de pale ou de la connexion de la pale au moyeu	La chute de pale de rotor tombera au sol et pourrait endommager des objets à proximité
4	Chute de fragments de pales de rotor	Défaillance structurelle des pales	Les fragments de pales de rotor pourraient endommager des objets à proximité
5	Projection de glace	Accumulation de glace sur les pales pendant la production d'énergie qui entraîne une projection de la glace	La glace pourrait être projetée des pales et pourrait endommager des objets à proximité

5.2.2 Discussion et types de défaillances

Les dangers et les conséquences liés aux ruptures de tours, la chute de pale ou de fragments de pale et la projection de glace dépendent la sphère d'influence de la turbine. En tenant compte de la hauteur totale de 126 mètres pour le REpower MM92 (Section 4.1.2), on ne peut s'attendre à des dangers causés par les défaillances des tours ou des fondations puisque selon le client, la distance minimale de l'éolienne à la piste est 134 mètres pour ce site, ce qui excède la hauteur totale de la turbine.

La projection de glace est considérée un danger pour ce site mais une analyse indépendante sera réalisée. Par conséquent, l'analyse détaillée de la projection de glace n'est pas incluse dans ce rapport.

Les défaillances opérationnelles ou internes seront traitées par cette analyse quantitative. Ainsi, les défaillances survenues lors de l'installation du parc éolien ne sont pas considérées.

Seules les chutes de pales ou de fragments de pales seront examinées quantitativement.

Les principes de base observés :

- Les turbines et les fondations sont certifiées par un organisme de certification international (Germanischer Lloyd) selon des normes internationales appropriées (Normes IEC).
- Le type de turbine satisfait une technologie moderne et prouvée.
- Uniquement le personnel formé et expérimenté peut faire fonctionner et effectuer la maintenance selon un système de qualité.

L'objectif principal de cette analyse est d'évaluer le risque pour les vies humaines.

5.3 Évaluation du risque

Dans l'évaluation du risque, la probabilité de fréquence du danger en question, identifié dans la reconnaissance du danger, est évalué sous forme de calcul. Afin de calculer la probabilité de fréquence pour chaque danger potentiel, il est nécessaire d'évaluer la probabilité de fréquence des défaillances qui s'y rapportent. Tel qu'indiqué dans la section 5.2.2, seulement les défaillances liées à la projection de pales sont analysées dans les sections suivantes.

L'évaluation détaillée des conséquences des dangers potentiels (nombre de blessures et de décès) ne sera pas évalué en détail dans cette analyse. Seulement la probabilité de fréquence pour ce danger est examinée et peut être utilisée à titre comparatif pour des critères de risque. L'évaluation de la probabilité du danger est réalisée en fonction des directives ECN Guideline [i] et sera détaillé dans les sections suivantes.

5.3.1 Hypothèses de défaillance

La projection de pale en tant que type de défaillance pertinente est maintenant examinée en termes de probabilité de fréquence. Une manière de procéder serait d'utiliser les méthodes statistiques faisant appel aux données historiques pour obtenir des valeurs d'entrée pour les hypothèses de défaillance. Cette manière de procéder est possible puisque le comportement de défaillance pour des systèmes similaires (autres turbines) est disponible par les données historiques et devraient être identiques au système traité (éolienne typique). En supposant que les défaillances des turbines seront semblables à celle survenues dans le passé, cette manière de procéder nécessite un certain nombre de données sur des défaillances de turbines sur une période donnée afin d'assurer une comparaison statistique valable.

Si le recueil des données résumé en [i] est utilisé comme base pour l'analyse, les résultats de probabilités de fréquence seront très conservateurs. Ces évaluations de données s'appuient sur les données et les statistiques fournies en [viii] et [ix], ainsi que les recherches effectuées par l'ECN. Ce recueil contient plusieurs années de

données pour divers types d'éoliennes dans plusieurs pays d'Europe. Les hypothèses de défaillance sont basées sur environ 29 000 ans de production d'énergie. Les probabilités obtenues pour les hypothèses de défaillance sont très proches des hypothèses données dans la publication [x] pour la région de l'Allemagne. Étant donné que la base de données [i] comprend les turbines non-certifiées, les turbines qui n'ont pas subi de maintenance régulière et les premières turbines éoliennes, les probabilités de défaillance sont très conservateurs et ne reflètent pas la réalité de fréquence de défaillance des turbines modernes, certifiées et soumises à des maintenances dont il est question.

Par conséquent, pour cette analyse on suppose que la turbine installée est moderne et munie d'une technologie, d'une certification et d'une maintenance adéquate. Le processus de certification mène à l'obtention d'un certificat qui mentionne que l'éolienne est conçue et construite dans le respect des nationales et internationales. Les normes IEC 61400 et Germanischer Lloyd sont à la fine pointe de la technologie et se réfèrent à la série Eurocode (EN1990 Eurocode – Codes de construction en Europe). Les turbines proposées, REpower MM82 et MM92, sont certifiées en conformité à ces normes internationales. Le EN1990 est un document établi pour toutes les autres structures en ce qui concerne les principes et exigences de sécurité, la fonctionnalité et la durabilité. L'approche générale est de maintenir la résistance R plus grande que l'effet de l'action E , multiplié par le facteur de sécurité γ . Cela est représenté par la formule suivante :

$$R > E * \gamma$$

Le facteur de sécurité γ est composé de plusieurs facteurs de sécurité et son hypothèse de défaillance est de l'ordre de $1 \cdot 10^{-6}$ (1 in 1 000 000). Donc, on s'attend à ce que les probabilités de défaillance des turbines soit celui prévu à la conception. Les probabilités de défaillance tel qu'indiquées dans le tableau 5-2 sont en accord avec l'hypothèse d'Eurocode.

Tableau 5-2: Probabilités de chute de pale

Type de défaillance	f [1/année]
Chute de pale de rotor et fragments de pale	$1 \cdot 10^{-6}$

5.3.2 Projection de pale de rotor

5.3.2.1 Conditions de départ

Pour chaque simulation de projection sont générées des conditions de départ associées à la position de dégagement de la trajectoire de la pale et des conditions environnementales. La trajectoire de vol est calculée en

fonction de ces conditions de départ. Dans le calcul de la trajectoire de vol, la courbe de la trajectoire est fonction des critères suivants :

- Grandeur, géométrie et poids de la pale, incluant le coefficient de traînée
- Position de dégagement à l'intérieur du diamètre du rotor
- Angle du rotor au moment du dégagement
- Vitesse de rotation au moment du dégagement
- Densité de l'air sur le site
- Vitesse du vent
- Direction du vent au moment du dégagement

5.3.2.2 Calcul des distances de projection

La portée de projection de la pale dépend des paramètres de la turbine, soit la hauteur du moyeu (h), le diamètre du rotor (D), la vitesse du rotor (n), l'angle de dégagement (α_{Rotor}) et la géométrie de la trajectoire. La direction du vent (w_R), la vitesse du vent (V_w) et la vitesse du rotor (dépendante de la vitesse du vent) sont des variables qui sont également pris en compte dans le calcul. Le calcul de la portée de projection est basé sur un modèle conservateur selon la référence en [i].

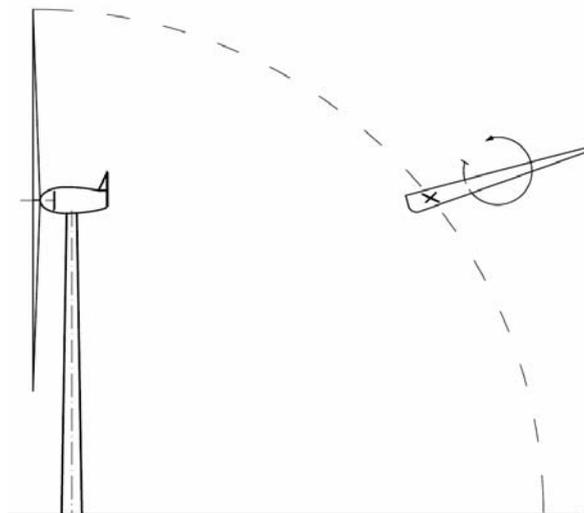


Figure 5-1: Schéma d'une projection de pale

La trajectoire de pale est idéalisée en point de masse. L'accélération de la projection de pale dans la direction du dégagement est amplifiée et déplacé par le mouvement du vent (perpendiculaire à la direction de dégagement). Voir l'illustration à la fFigure 5-1. Le coefficient de traînée est un paramètre important des calculs de projection. Celui de la trajectoire de pale est définit par la valeur c_w :

$$c_w = \frac{m \cdot a}{\frac{\rho}{2} \cdot v^2 \cdot A}$$

où:

m = masse de la pale projetée

a = accélération

ρ = masse volumique de l'air

v = vitesse de la trajectoire de pale

A = aire de la projection dans la direction du vol

L'accélération au point de masse peut être défini de la manière suivante :

$$a = \frac{k}{m} \cdot v^2 \quad \text{où} \quad k = c_w \cdot \frac{\rho}{2} \cdot A$$

5.3.2.3 Équation du mouvement

Le calcul des résultats de l'accélération peut être calculé numériquement avec un système d'équations différentielles non linéaire qui peut être résolu numériquement. La vitesse de l'objet au centre de masse devient :

$$v(t) = \sqrt{v_x^2(t) + v_y^2(t) + v_z^2(t)}$$

La vitesse et l'accélération sont déterminées par les composantes suivantes :

$$\frac{dv_x}{dt} = -\frac{k_x}{m} \cdot v_x \cdot |v(t)|$$

k_x = paramètre de traînée à x, z – orientation ; m = masse

$$\frac{dv_y}{dt} = -\frac{k_y}{m} \cdot v_y \cdot |v(t)|$$

$$\frac{dv_z}{dt} = -g - \frac{k_z}{m} \cdot v_z \cdot |v(t)|$$

$$\frac{dx}{dt} = v_x$$

$$\frac{dy}{dt} = v_y + w_y$$

$$\frac{dz}{dt} = v_z$$

avec w_y = y -orientation, composante de la vitesse du vent

La résolution de l'équation du mouvement est réalisée à l'aide d'un algorithme numérique à développement approprié.

5.3.2.4 Calcul des probabilités

Le calcul des diverses trajectoires de pales dans des conditions de départ différentes ainsi qu'une multitude d'événements indépendants permet de calculer les répercussions des trajectoires. En considérant les conditions de départ des multiples événements, les probabilités relatives peuvent être déterminées pour l'aire qui doit être examinée.

Les probabilités d'un impact pour chaque trajectoire de pale peuvent être calculées à l'aide de l'équation suivante :

$$P_{\text{Danger}} = P_{\text{Défaillance}} * P_{\text{Vent}} * P_{\text{Rupture}}$$

$P_{\text{Défaillance}}$ = probabilité absolue d'une défaillance (chute de pale)

P_{Vent} = probabilité relative de la vitesse du vent

P_{Rupture} = probabilité relative de la trajectoire

Les probabilités calculées tiennent compte de la circonférence de distribution des impacts des trajectoires des pales, en considérant la distance réelle du vol.

5.3.2.5 Hypothèses de projection de pale

Pour le calcul des trajectoires de pales et des probabilités, 5 hypothèses de trajectoires de pales ont été simulées. Les données de base pour les fragments de pales sont résumées dans le tableau 5-3. Les données géométriques (dimensions, masses etc.) sont estimées à partir de deux simples turbines MW et ne se réfèrent pas exactement à la turbine MM92 qui est proposée, mais on suppose que ces données donnent une représentation juste de la pale du MM92. Le calcul du vol est décrit en détail dans les sections suivantes.

Tableau 5-3: Pourcentage du fragment de pale en fonction de la longueur totale de la pale

Type de fragment de pale	Fragment de pale en % par rapport à la base de la pale
1	100%
2	71%
3	36%
4	16%
5	7%

6 Analyse de la recherche

6.1 Résultats pour les chutes de pale ou de fragment de pale

Pour le type de défaillance par chute de pale ou de fragments de pale, 4500 calculs de vol différents ont été simulés pour une utilisation normale. La distance de vol maximale au sol a été estimée à 301 mètres. Les résultats des probabilités d'impact par rapport à la distance de la tour de la turbine sont présentés dans la figure 6-1. La largeur de catégorie pour ce graphique est de 2 mètres par turbine. Plus la distance pour atteindre la tour augmente, plus la probabilité d'impact diminue. Étant donné la forte diminution de la probabilité d'impact au-delà de 100 mètres, la figure 6-1 ne comprend que les probabilités pour une distance d'au plus 100 mètres.

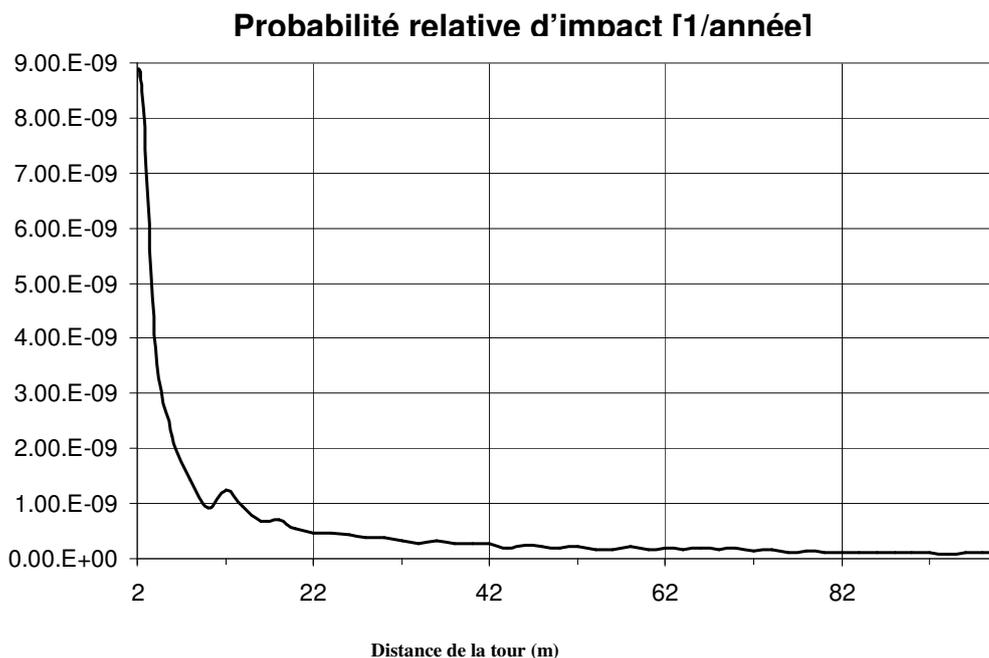


Figure 6-1: Courbe de probabilité des dangers de la projection de pale

Le tableau 6-1 montre la variation de la probabilité pour des catégories de distances de 20 mètres de largeur à la distance de projection maximale calculée de 301 mètres. Ces valeurs sont liées à la hauteur du moyeu de 80 mètres pour le type REpower MM92 (Section 4.1.2) et les conditions du site (Section 4.3), mais indépendamment de l'emplacement de la turbine MM92 au site si les mêmes conditions par rapport au vent sont présentes.

Tableau 6-1: Probabilités des distances jusqu'à la distance de projection maximale

Catégorie de distance	Distance de- à [m]	Probabilité [1/année]
1	0 – 20	2.13E-08
2	20 – 40	3.56E-09
3	40 – 60	2.04E-09
4	60 – 80	1.51E-09
5	80 – 100	1.10E-09
6	100 – 120	9.12E-10
7	120 – 140	6.11E-10
8	140 – 160	5.14E-10
9	160 – 180	3.13E-10
10	180 – 200	2.11E-10
11	200 – 220	2.28E-10
12	220 – 240	1.32E-10
13	240 – 260	1.34E-10
14	260 – 280	6.02E-11
15	280 – 301	3.12E-11

Tel que décrit dans la section 3, la turbine qui nous intéresse, B47, est analysée en détail. Le tableau 6-2 indique les probabilités d'impact pour des distances de 128 mètres à 140 mètres. La distance de 128 à 140 a été choisie pour le profil de piste équivalent, comme le décrit la section 4.2.

Tableau 6-2: Probabilité pour la turbine B47

Plus petite distance entre la turbine B47 et les pistes	Distance de- à [m]	Probabilité [1/année]
134	128 – 140	4.13 * 10 ⁻¹⁰

Tous les résultats ont été basés sur l'hypothèse conservatrice suivante :

- La vitesse de rotation en-dessous de la vitesse de fourniture et au-dessus de la vitesse de coupure est de 1 rpm (Section 4.1.2)
- La courbe de la vitesse de rotation a été interpolée entre la vitesse de fourniture et la vitesse nominale (Section 4.1.2)

- Tous les impacts dans une catégorie de distance ont été regroupés, c.-à-d., on suppose que toutes les projections ont la même direction et que distance choisie est la plus petite distance entre la turbine et la piste.

Toutes ces hypothèses mènent à des résultats conservateurs de probabilité d'impact. La direction du vent n'a pas été considérée, ce qui donne des résultats encore plus conservateurs.

6.2 Critères d'acceptation

Afin de discuter des résultats présentés dans la section 6.1 et tirer des conclusions appropriées, il faut identifier les critères d'acceptation pour opposer les résultats à un niveau de danger acceptable ou inacceptable. Tel que l'indique le client, une valeur de référence de 1×10^{-6} doit être appliquée afin de répondre aux critères canadiens. Par conséquent, 1×10^{-6} est utilisé pour comparer la gravité du danger pour les humains. Si requis ou nécessaire, la signification et les possibilités d'application de cette valeur de référence, ainsi que les normes qui y sont associées, doivent être vérifiées par le client. À titre de comparaison avec les autres normes, c.-à-d., en Allemagne [xi] ou au Royaume-Uni [xii], 1×10^{-6} est une valeur conservatrice pour des accidents les plus graves, comme les accidents mortels ou même pour les accidents moins graves. Cette importance pour le risque est applicable pour tous les groupes de la population (travailleurs ou le public). Dans le cas des accidents mortels, une valeur de référence équivalente à 1×10^{-6} est donnée dans le document [xii] et 1×10^{-5} dans le document [xi].

6.3 Exclusions

Tel qu'indiqué dans la section 3 et 6.1, seulement la turbine B47 a été examinée en détail sans tenir compte des caractéristiques détaillées de la piste concernée. D'autres probabilités peuvent être considérées ou obtenues par interpolation du tableau 6-1 dans le seul cas où il s'agit du même type de turbine (MM92, incluant une hauteur de 80 mètres pour le moyeu) et des mêmes conditions de site. Dans ce cas, les résultats sont valides pour les hypothèses faites à la section 6.1.

6.4 Discussion

Tel que décrit dans la section 6.2, il faudrait réaliser une comparaison entre les dangers acceptables et les résultats obtenus pour les probabilités du danger. Les conséquences n'ont pas été étudiées dans ce rapport.

Le résultat de 4.13×10^{-10} obtenu pour la turbine B47 avec la distance critique de 134 mètres à la piste, en considérant la plus petite distance à la piste concernée, est largement en-dessous de la valeur acceptable de 1×10^{-6} (1 sur 1 000 000), tel qu'indiqué par le client et d'autres normes pertinentes. Mis à part les hypothèses décrites ci-dessus (Section 6.1) et en considérant que toutes les défaillances n'entraîneront pas un accident (grave ou mortel), le nombre de dangers possible diminuera davantage.

En résumé, on peut dire que le risque présenté par le fonctionnement de la turbine B47, tel que présenté dans la figure 4-1a et 4-2b, dont les dimensions sont spécifiées dans la section 4.1.2, n'imposeraient pas une augmentation significative du risque pour les vies humaines avec la valeur de référence 1×10^{-6} . À noter que tous les résultats sont obtenus à partir des données brutes sur les turbines et les sites. L'application des résultats indiqués dans le tableau 6-1 pour prédire les risques créés par d'autres turbines dans le parc éolien est très limitée comme, tel que décrit dans la section 6.3.

7 Conclusion

Une analyse du risque a été réalisée pour le parc éolien du Massif-du-Sud dans les MRC de Bellechase et Les Etchemins au Québec, Canada. La méthodologie et les résultats de l'étude détaillée sont décrits ci-dessus. L'étude a été réalisée dans le but de déterminer si l'étendue d'une défaillance de pale d'une turbine de type RE-power MM92, ayant une hauteur de moyeu de 80 mètres, pourrait dépasser les valeurs acceptables du risque. Les conditions environnementales de base nécessaires pour cette étude sont évaluées et résumées.

Une brève analyse qualitative du risque a été réalisée, comprenant l'analyse des risques potentiels associés aux défaillances possibles des éoliennes. Seule la projection de pale a été évaluée en détail ayant pour objectif d'identifier la probabilité de fréquence du danger lié à ce type de défaillance, puis éventuellement d'évaluer si ces probabilités sont acceptables. Les conséquences n'ont pas été examinées dans ce rapport.

Les résultats des analyses sont détaillés sous une forme quantitative (probabilités d'impact). La variation acceptable pour le risque accru est évaluée. L'analyse montre que le risque dominant de 4.13×10^{-10} causé par le fonctionnement de la turbine B47, en considérant que la piste la plus proche se trouve en-deçà du risque acceptable de 1×10^{-6} , même si tous les impacts sont considérés dans la même direction et en supposant que chaque danger mènerait à un accident mortel.

Étant donné les données limitées pour le type de turbine analysé et pour le site, les mêmes exclusions mentionnées dans le rapport devraient être observées.

Les probabilités d'impact sont transférables aux autres turbines dans le parc éolien tel que stipulé dans la section des exclusions.

Toutes les hypothèses de l'analyse ainsi que les objectifs du travail réalisé sont clairement indiquées dans le rapport.

8 Documentation

- [1] Plusieurs cartes du site du parc éolien proposé à l'échelle 1:20 000, envoyées par client par courriel, le 13-05-2009.
- [2] *Turbine coordinates and distances for the most critical turbines*, envoyé par le client par courriel, le 25-05-2009.
- [3] « *Predicted Wind Rose & Wind Speed Distribution* », *for three Met masts and two hub heights*, envoyé par le client par courriel, le 13-05-2009.
- [4] *Rotational speed curves for the MM82 and MM92*, envoyé par le client par courriel, le 02-06-2009.
- [5] Courriel sur les conditions du site, envoyé par Francois Tremblay, le 2009-05-25.

9 Références

- [i] « *Handboek Risicozonering Windturbines* », Rademakers, L., Braam, H. et al., Energy Research Centre of the Netherlands, Version 1.0, mai 2002.
- [ii] IEC 61400-1: International Standard IEC 61400-1 « *Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements* », 2^e édition février 1999.
- [iii] IEC 61400-1: International Standard IEC 61400-1 « *Wind turbine generator systems – Part 1: Design requirements* », 3^e édition février 2005.
- [iv] IEC 61400-3: International Standard IEC 61400-3 « *Wind turbine generator systems – Part 1: Design requirements for offshore turbines* », 1^e édition février 2006.
- [v] « *Guideline for the Certification of Wind Turbines* », édition 2003/2004, Germanischer Lloyd, réimpression 2007.
- [vi] « *Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines* », édition 2005, Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH.
- [vii] EN 1991 Eurocode 1 « *Actions on structures* », EN 1991-1-4 « *General actions - Wind actions* », 1995.
- [viii] « *Data extract on severe accidents with wind turbines in Denmark* », Energi- og Miljødata, mars 2001.
- [ix] « *Schwere Schäden an Windenergieanlagen und Ihre Auswirkungen* », M. Durstewitz , B. Hahn, M. Krallmann, ISET, Kassel, novembre 2001.
- [x] 4.45 Rundverfügung, 05/05 - B VI a 8.2 – XXVIII, « *Abstand von Windenergieanlagen (WEA) zu Einrichtungen des Bergbaus* » RdVfg. vom 31.10.2002 - 92/02 - B VI a 8.2 - XV - (Nr. 4.45 der Sammlung der Rundverfügungen).
- [xi] DIN 50126 Bahnanwendung, Berlin, Beuth Verlag, 1999.
- [xii] « *Reducing risks, protecting people, HSE's decision-making process* », première publication 2001.

7 ANNEXE B : ANALYSE DES RISQUES D'ACCIDENT DÛ À DES PROJECTIONS DE GLACE

ANALYSE DE RISQUE – PROJECTION DE GLACE

Projet Éolien Massif-du-Sud

Préparé pour
Saint-Laurent Énergies

Par
Hélimax Énergie inc.

Montréal, juillet 2009



IDENTIFICATION DU DOCUMENT

Numéro du projet : 668

Date d'émission : 17 juillet 2009

Version : Finale

Statut du document : Privé et confidentiel

Liste de circulation : Saint-Laurent Énergies, MRC de Bellechasse, MRC des Etchemins, copie interne d'Hélimax

Historique de révision : 17 juillet 2009 – Mise à jour des estimations de risque
30 juin 2009 – Première publication

Validé par :



François Tremblay. M.Urb. PhD.
Aménagiste en chef - Environnement

CLAUSE D'EXONÉRATION DE RESPONSABILITÉ

Le présent rapport a été rédigé par Hélimax Énergie inc. (« Hélimax ») conformément à sa proposition et aux directives fournies par le « client ». Les renseignements et l'analyse figurant aux présentes bénéficient uniquement au client et aucune autre personne ne pourra s'y fier. Hélimax s'est strictement fondée sur les données actuellement disponibles et a exécuté les services conformément aux normes de diligence actuellement suivies par les cabinets d'experts conseils qui rendent des services de nature semblable. Malgré ce qui précède, ni Hélimax, ni les personnes agissant pour son compte ne font quelque déclaration ni ne donnent quelque garantie que ce soit, expresse ou tacite, i) ayant trait à la véracité, à l'exactitude ou à l'exhaustivité des renseignements figurant aux présentes élaborés par des tiers ou obtenus de ceux-ci, y compris du client, ou ii) que l'utilisation des renseignements figurant aux présentes par le client ne portera pas atteinte aux droits de propriété privée, notamment aux droits de propriété intellectuelle de quiconque. Le client est seul responsable de l'interprétation et de l'utilisation des renseignements figurant aux présentes et de leur adaptation à sa situation particulière. Par conséquent, Hélimax n'assume aucune responsabilité quelle qu'elle soit ayant trait à tout dommage direct ou indirect ou toute autre obligation découlant de l'utilisation par le client, des renseignements, des résultats, des conclusions ou de l'analyse figurant dans le présent rapport.

DÉFINITIONS ET SYMBOLES

WECO	Wind Energy production in Cold climate
FMI	Finnish Meteorological Institute
DEWI	German Wind Energy Institute
CanWEA	Canadian Wind Energy Association
MRC	Municipalité régionale de Comté
VTT	Véhicule tout-terrain

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE EXECUTIF	1
INTRODUCTION	2
1 MÉTHODOLOGIE	3
2 FACTEURS D'ESTIMATIONS DE RISQUE	4
2.1 Statistiques directionnelles des vents	4
2.2 Nombre annuel moyen de jours de risque de projection	4
2.3 Localisation relative des sentiers	4
2.4 Caractéristiques et fréquence des utilisateurs	4
2.5 Analyse de risque générée par plusieurs éoliennes:	5
3 RÉSULTATS	6
3.1 Probabilité d'impact selon la distance à l'éolienne	6
3.2 Statistiques directionnelles des vents	6
3.3 Éolienne A9	7
3.3.1 Description du sentier	7
3.3.2 Type et fréquence des utilisateurs du sentier exposé aux risques	8
3.3.3 Profil de risque et le risque individuel	8
3.4 Éolienne B47	10
3.4.1 Description du sentier à étudier	10
3.4.2 Type et fréquence des usagers du sentier exposé aux risques	11
3.4.3 Profil de risque et le risque individuel	11
3.5 Éoliennes A36 et A37	13
3.5.1 Description de la route à étudier	13
3.5.2 Type et fréquence des usagers du sentier exposé aux risques	14
3.5.3 Profil de risque et le risque individuel	14
3.6 Éolienne A37	16
3.6.1 Description de la route à étudier	16
3.6.2 Type et fréquence des usagers du sentier exposé aux risques	17
3.6.3 Profil de risque et le risque individuel	17
3.7 Éoliennes A52 et A53	19
3.8 Éoliennes B71, A63 et A64	19
4 CONCLUSION	20
5 RÉFÉRENCES	21

LISTE DES FIGURES

FIGURE 3-1: PROBABILITÉ DE PROJECTION DE GLACE EN FONCTION DE LA DISTANCE.....	6
FIGURE 3-2: PORTION DE LA ROUTE PANORAMIQUE À MOINS DE 300 M DE LA TURBINE A9 (NAD 27)...	7
FIGURE 3-3: PROFIL DE RISQUE DE L'ÉOLIENNE A9	8
FIGURE 3-4: PORTION DU SENTIER EXPOSÉ AU RISQUE ET POSITION DE LA TURBINE B47 (NAD27)...	10
FIGURE 3-5: PROFIL DE RISQUE DE L'ÉOLIENNE B47	11
FIGURE 3-6: PORTION DE LA ROUTE PANORAMIQUE EXPOSÉE AU RISQUE ET POSITION DES TURBINES A36 ET A37 (NAD27).....	13
FIGURE 3-7: PROFIL DE RISQUE DES ÉOLIENNES A36 ET A37.	14
FIGURE 3-8: PORTION DE LA ROUTE PANORAMIQUE EXPOSÉE AU RISQUE ET POSITION DE LA TURBINE A37 (NAD27)	16
FIGURE 3-9: PROFIL DE RISQUE DE L'ÉOLIENNE A37	17

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 3.2-1: POURCENTAGE DE TEMPS PENDANT LEQUEL LE ROTOR EST PERPENDICULAIRE AU SENTIER	7
TABLEAU 3.3-1: CARACTÉRISTIQUES ET FRÉQUENCE DES UTILISATEURS DE LA ROUTE PANORAMIQUE.....	8
TABLEAU 3.4-1: CARACTÉRISTIQUES ET FRÉQUENCE DES USAGERS DU SENTIER.....	11
TABLEAU 3.5-1: CARACTÉRISTIQUES ET FRÉQUENCE DES USAGERS DE LA ROUTE PANORAMIQUE .	14
TABLEAU 3.6-1: CARACTÉRISTIQUES ET FRÉQUENCE DES USAGERS DE LA ROUTE PANORAMIQUE .	17

SOMMAIRE EXECUTIF

Les éoliennes du projet de parc éolien du Massif-du-Sud ont fait l'objet d'une étude de risque afin de déterminer si elles représentaient un danger potentiel de projection de glace pour les utilisateurs des divers sentiers récréatifs de la région. Neuf éoliennes identifiées comme sources de risques potentiels ont fait l'objet d'une analyse quantitative, soient les éoliennes A9, B47, A52, A53, A63, A64 et B71, A36 et A37.

Les résultats de l'analyse montrent que :

- Les éoliennes A53, A54, A63, A64 et B71 ne représentent aucun risque car les sentiers avoisinants ne sont pas utilisés pendant la saison hivernale.
- Les éoliennes A9, B47, A36 et A37 représente des niveaux de risque inférieur à une occurrence en 1 million d'année (10^{-6} occurrences par an).

Le parc éolien projeté représente donc un risque négligeable pour les utilisateurs des sentiers avoisinants.

INTRODUCTION

Saint-Laurent Énergies (Client) a sollicité l'expertise technique d'Hélimax Énergie Inc. (Hélimax) afin d'étudier les risques de projection de glace que représenteraient les éoliennes du futur parc éolien du Massif-du-Sud.

Après une analyse de la configuration du parcours des sentiers empruntés à proximité des éoliennes, Hélimax a identifié 9 éoliennes se trouvant à moins de 300 mètres de l'un de ces sentiers et représentant un potentiel de risque. Ces éoliennes, A9, B47, A52, A53, A63, A64 et B71, A36 et A37, ont fait l'objet d'une étude quantitative de risque afin de aux exigences des MRC de Bellechasse et des Etchemins.

La présente analyse de risque comprend les étapes suivantes :

- Analyse des conditions météorologiques et environnementales du milieu récepteur, soit :
 - les vitesses et directions du vent;
 - le nombre de jours de verglas;
 - la localisation des sentiers avoisinants;
 - les caractéristiques des utilisateurs (vitesse de déplacement, type d'utilisateur et leur surface couverte au sol, fréquence de passage sur les sentiers durant la période hivernale).
- Identification de la portion du sentier exposé aux risques.
- Analyse quantitative du risque en deux étapes :
 - Calcul des probabilités d'occurrence;
 - Identification du risque individuel (RI) encouru par les utilisateurs des sentiers.

Le rapport est divisé en quatre parties :

- La section 2 du rapport présente la méthodologie d'analyse de risque utilisé;
- La section 3 décrit les facteurs utilisés dans les calculs de probabilité et de risque individuel;
- La section 4 présente les résultats estimés pour les éoliennes mentionnées ci-haut;
- La section 5 présente les conclusions de la présente étude.

1 MÉTHODOLOGIE

Le risque d'un incident associé à la projection de glace est fonction de la probabilité d'occurrence d'une projection de glace et de la probabilité qu'un utilisateur du territoire soit heurté par un morceau de glace projeté. La méthodologie d'analyse présentée dans ce rapport se base sur les données d'observations expérimentales de l'institut de Météorologie Finlandais « Finnish Meteorological Institute (FMI) » et de l'institut d'Énergie Éolienne Allemande « German Wind Energy Institute (DEWI) » [1]. Ces données ont été collectées en Europe sur plusieurs sites présentant des conditions sévères d'accumulation de glace. En se basant sur ces observations et en développant des modèles spécifiques, le groupe de recherche Wind Energy Production in Cold Climate (WECCO) [2, 3, 4,5] a produit des estimations de probabilité de projection de glace en fonction de la distance à l'éolienne.

Ce calcul de risque applique l'approche d'un profil de risque continu afin de déterminer le risque individuel des personnes utilisant le territoire à proximité des éoliennes. Pour un sentier donné, le parcours est découpé en tronçons de longueurs égales. Pour chaque tronçon le risque associé à l'impact d'un projectile pendant la présence d'un récepteur se déplaçant à une vitesse supposée constante est estimé en utilisant les paramètres appropriés. Les risques élémentaires ainsi obtenus sont ensuite sommés le long du sentier pour aboutir au risque total.

Le calcul du risque lié à un sentier utilisé par des récepteurs mobiles suit les étapes suivantes :

- Identification de la portion du sentier exposé au risque (dans le cadre du présent mandat, la portion de sentier récréatif à moins de 300 m d'une éolienne; les risques étant négligeables au-delà de cette distance);
- Détermination des probabilités de jet de glace pour chaque tronçon du sentier en fonction :
 - de la distance entre une éolienne et le tronçon supposé occupé par un utilisateur; et
 - du pourcentage de temps pendant lequel le rotor de l'éolienne est perpendiculaire au sentier.
- Calcul du temps d'exposition des usagers aux risques pendant la traversée du tronçon;
- Détermination du niveau total de risque du tronçon considéré;
- Calcul du risque individuel total qu'un usager soit heurté par un fragment de glace sur le sentier considéré par sommation des risques sur chaque tronçon.

Il existe plusieurs références et normes imposant les risques maximales admissibles en fonction de la gravité des conséquences. Il est souvent conseillé de choisir le niveau de risque acceptable en se basant sur des phénomènes naturels bien connus tels que la foudre [5]. A titre d'exemple, ce risque est de l'ordre de 1 pour 600.000 aux Etats-Unis. Pour la présente étude, le niveau de risque retenu est de 10^{-6} occurrences par an ou, de façon équivalente, une occurrence en 1 million d'années.

2 FACTEURS D'ESTIMATIONS DE RISQUE

L'analyse de risque repose sur les éléments suivants :

- Statistiques directionnelles des vents;
- Le nombre annuel moyen de jours de risque de projection;
- La localisation relative des sentiers par rapport aux éoliennes; et
- Caractéristiques et fréquence des utilisateurs de sentiers exposés aux risques.

2.1 Statistiques directionnelles des vents

Les données météorologiques transmises par Saint-Laurent Énergies à Hélimax permettent de déterminer le pourcentage de temps pendant lequel le rotor est orienté quasi-perpendiculairement à un tronçon donné du sentier. Ce cas de figure correspond effectivement au risque maximal. Il est à noter que pour chaque tronçon, il existe deux directions de vent diamétralement opposées où cette situation se produit. Pour la présente étude, la rose des vents a été partagée en 12. Les pales de l'éolienne sont donc considérées perpendiculaires à un tronçon donné dans un secteur angulaire de 30°.

Enfin, il est à noter que pour une orientation donnée de l'éolienne, il a été considéré que les chances de projection vers la droite ou vers la gauche étaient identiques et égales à 50%.

2.2 Nombre annuel moyen de jours de risque de projection

Les données météorologiques transmises par Saint-Laurent Énergies à Hélimax permettent de déterminer le nombre annuel moyen de journées pendant lesquelles les pales des éoliennes risquent de projeter des morceaux de glace. Partant de ces informations et se basant sur l'expérience de plusieurs années d'exploitation de parcs éoliens en conditions hivernales, Hélimax estime que le nombre de jours de glace susceptible de présenter un risque de projection équivaut à 4,5 jours durant la saison de fréquentation des sentiers de ski de fond et de motoneige. Par ailleurs, les statistiques des vitesses de vent observées pendant les mois susceptibles de présenter des risques, il s'avère que l'on peut s'attendre à ce que les éoliennes soient à l'arrêt pendant 5% du temps à cause de vents trop faibles ou trop forts. Le nombre annuel de jours de risque retenu a donc été de 4,3.

2.3 Localisation relative des sentiers

La distance et l'orientation des tronçons de sentier par rapport aux éoliennes sont les paramètres utilisés dans le calcul de risque. La première étape du calcul consiste à déterminer les probabilités de projection de glace en fonction de la distance par rapport au sentier. Cette étape permet d'identifier la portion du sentier exposée au risque. Pour les besoins de la présente analyse de risque, la portion exposée au risque consiste en l'ensemble des points d'un sentier qui sont situés à moins de 300 m d'une éolienne. La deuxième étape consiste à déterminer les probabilités de projection de glace en fonction de la distance individuelle de chaque tronçon à l'éolienne.

La configuration du parc a été transmise par Saint-Laurent Énergies à Hélimax. Le tracé des sentiers avoisinants, identifiés par le client, a été obtenu à partir des bases de données géographiques québécoises.

2.4 Caractéristiques et fréquence des utilisateurs

En ce qui a trait aux caractéristiques des utilisateurs de sentier, le calcul du risque repose sur les facteurs suivants :

- Le type d'utilisateur des sentiers (motoneigistes, skieurs de fond, quadistes, etc.)
- Le nombre d'utilisateur sur les sentiers pendant les périodes à risque (nbre / heure);
- La vitesse moyenne de déplacement considérée constante (km/h);
- La surface exposée projetée au sol des usagers (m²).

Les données relatives aux caractéristiques des utilisateurs ont été obtenues de la MRC des Etchemins (Monsieur Yvon Lacombe, Aménagiste). La MRC a fourni certaines données et a dirigé les requêtes vers les gestionnaires du parc régional du Massif-du-Sud. Les données utilisées proviennent donc soit de la MRC, soit du Parc régional du Massif-du-Sud.

2.5 Analyse de risque générée par plusieurs éoliennes:

S'il y a plus d'une éolienne ayant un impact sur une portion donnée du sentier (exemple 2 éoliennes A et B), la probabilité totale est calculée [6] selon l'équation ci-dessous:

$$P(A + B) = P(A) + P(B) - P(A, B)$$

Où $P(A+B)$ est la probabilité totale, $P(A)$ et $P(B)$ les probabilités pour les éoliennes A et B considérées individuellement et $P(A,B)$ représente la probabilité pour un impact simultané par les deux éoliennes. Or, cette probabilité est largement négligeable devant les probabilités individuelles $P(A)$ et $P(B)$. En effet, les probabilités associées au risque de jet de glace pour les distances intéressant cette étude sont de l'ordre 10^{-5} à 10^{-4} . La probabilité $P(A,B)$, sous l'hypothèse que les jets de projectiles par les deux éoliennes sont des événements peu ou non dépendants, serait alors de l'ordre du produit $P(A) \times P(B)$ soit 10^{-8} à 10^{-10} . Il est donc légitime d'estimer les probabilités combinées des éoliennes A et B par :

$$P(A + B) = P(A) + P(B)$$

3 RÉSULTATS

3.1 Probabilité d'impact selon la distance à l'éolienne

À partir des données d'occurrence de glace transmises par Saint-Laurent Énergies et en se basant sur une étude récente portant sur les probabilités de jet de glace en contexte canadien [7], la probabilité de projection de glace en fonction de la distance est illustrée à la Figure 3-1. Cette courbe correspond à un nombre annuel moyen de jours de risque de 4,3 mentionné précédemment comme représentant un niveau de risque moyen. Ainsi la probabilité qu'un morceau de glace frappe une surface de 1 m² situé à 250 m d'une éolienne est légèrement inférieure à 2.10⁻⁴ par an soit 1 fois en 5.000 ans. Ce niveau de risque correspond à un récepteur fixe présent à cette distance durant toute la période de risque de projection. Le niveau de risque pour un récepteur mobile sera nettement plus faible et fonction de sa vitesse. Cette figure montre également qu'au-delà de 300 m de distance à l'éolienne, le risque est largement négligeable.

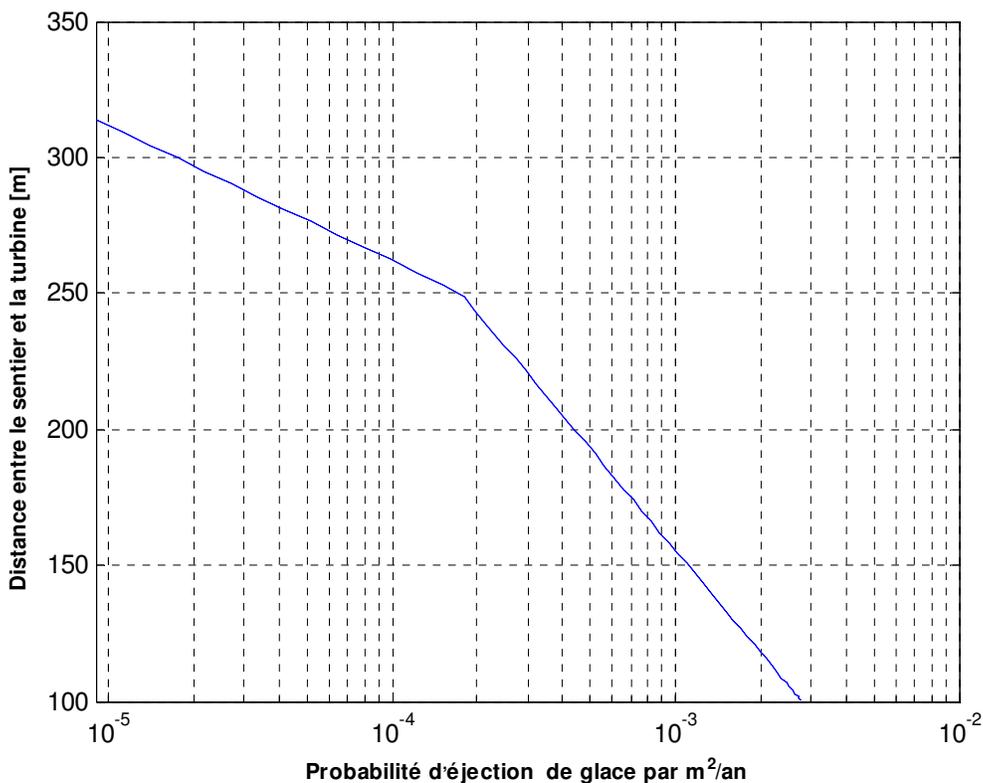


Figure 3-1: Probabilité de projection de glace en fonction de la distance

Pour la suite de cette étude, seule les portions situées à une distance inférieure à 300 m d'une éolienne seront considérées à risque.

3.2 Statistiques directionnelles des vents

Le tableau ci-dessous représente les fréquences relatives du vent selon 12 secteurs. Ce tableau a été établi à partir de données fournies par le Client.

Tableau 3.2-1: Pourcentage de temps pendant lequel le rotor est perpendiculaire au sentier

Direction	Pourcentage du temps (%)
0	10.8
30	11.7
60	23.5
90	28
120	15.8
150	10.2
180	10.8
210	11.7
240	23.5
270	28
300	15.8
330	10.2

3.3 Éolienne A9

3.3.1 Description du sentier

Selon les données cartographiques du site, une portion de 200 m de la route panoramique se trouve à moins de 300 m de l'éolienne A9, et doit donc être sujet d'une analyse de risque (Figure 3-2).

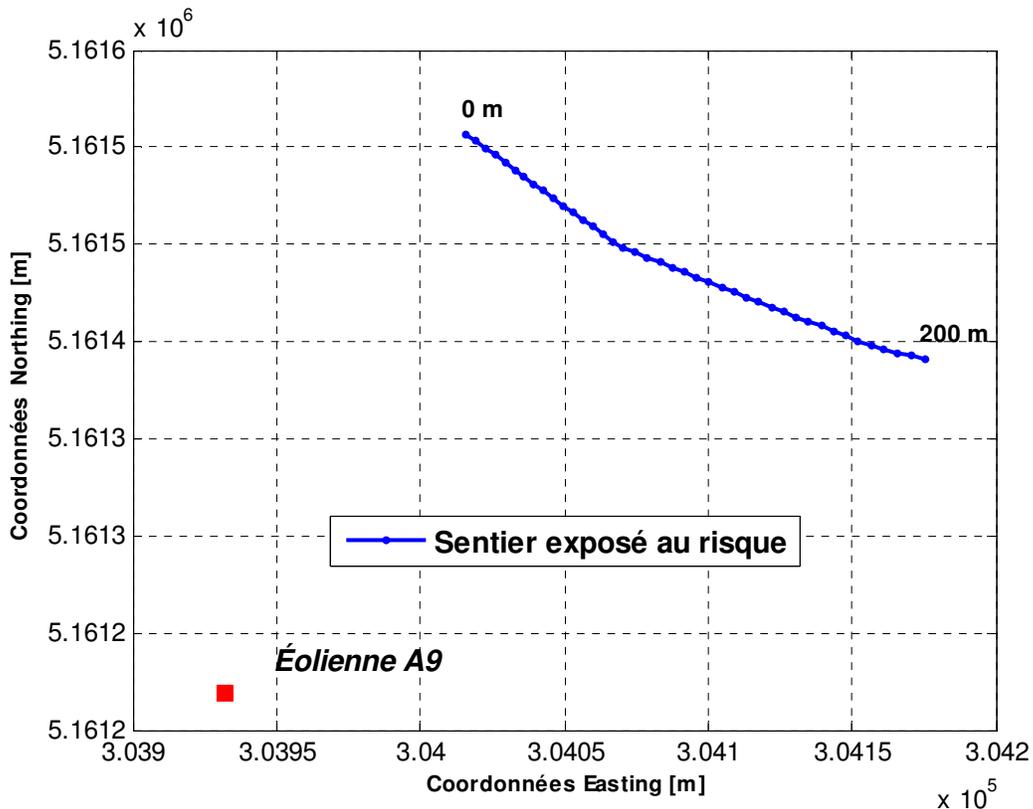


Figure 3-2: Portion de la route panoramique à moins de 300 m de la turbine A9 (NAD 27)

Sur cette figure, la portion à risque du sentier à été référencée du nord-ouest (0 mètre) au sud-est (200 m).

3.3.2 Type et fréquence des utilisateurs du sentier exposé aux risques

Les données utilisées dans le calcul concernant la fréquence de passage, la vitesse et le type d'utilisateur sont résumées dans le Tableau 3.3-1.

Tableau 3.3-1: Caractéristiques et fréquence des utilisateurs de la route panoramique

Description du sentier	Route panoramique – utilisée comme sentier de motoneige l'hiver
Nombre des motoneigistes [nbre/heure]*	16,6
Vitesse des motoneigistes [km/h]	65
Surface occupée par les motoneigistes [m2]	2
Longueur totale du sentier à moins de 300 m de l'éolienne A9 [m]	200

*Le nombre d'utilisateurs par jour provient des données transmises par l'aménagiste de la MRC et par les gestionnaires du parc régional du Massif-du-Sud. Ce nombre est estimé à 12 000 motoneigistes pendant 3 mois, à raison d'une période de fréquentation quotidienne de 8 heures, ce qui représente 16,6 motoneigistes par heure.

3.3.3 Profil de risque et le risque individuel

Le profil de risque a été déterminé à l'aide des données mentionnées à la section précédente. Ce profil de risque est présenté à la Figure 3-3 dans la partie supérieure. Le graphique du bas indique la distance de chaque tronçon du sentier à l'éolienne. Il est facile de constater que le risque est le plus grand sur la portion de la route panoramique qui est la plus proche de l'éolienne soit après que l'utilisateur eut parcouru une distance d'environ 85 m sur les 200 m de la route représentée sur la Figure 3-2.

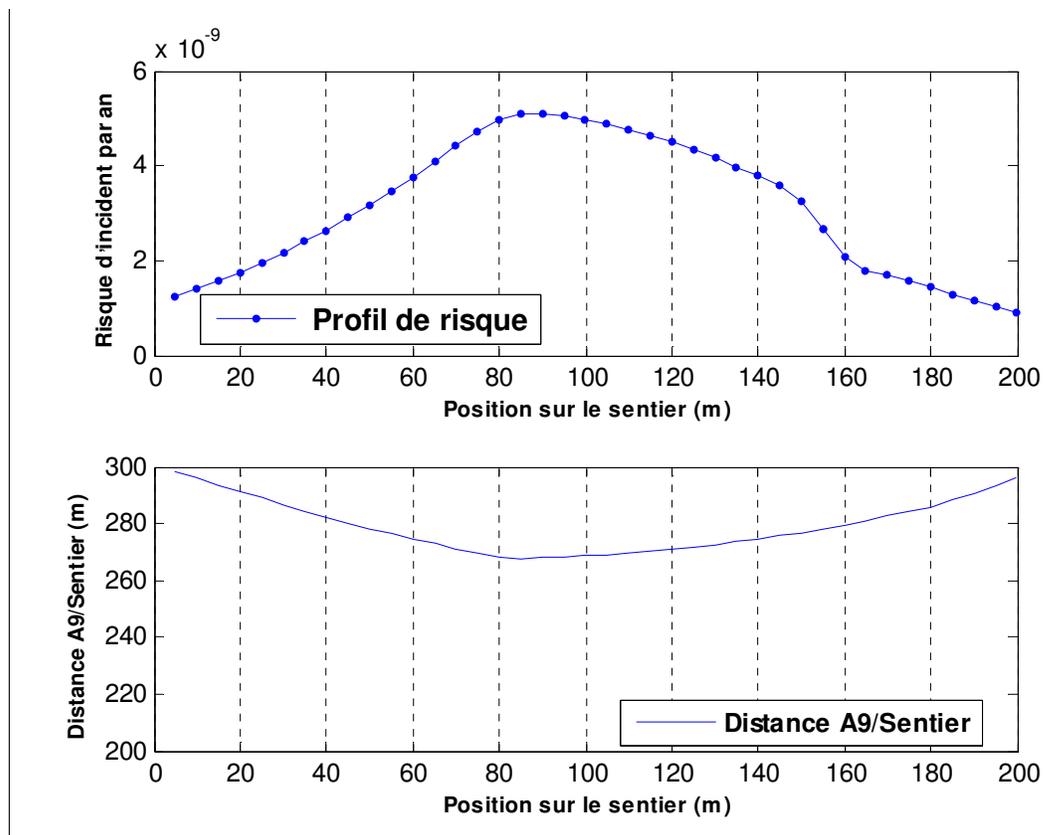


Figure 3-3: Profil de risque de l'éolienne A9

Le risque total cumulé sur l'ensemble du parcours de 200 mètres s'élève à :

$$RI = 1,2e - 07 \text{ occurrences/an}$$

Cela correspond à un incident tous les 8,3 millions d'années. Ce niveau de risque est bien inférieur à celui retenu pour cette étude soit 1 occurrence sur un million d'années (10^{-6} occurrences par an).

3.4 Éolienne B47

3.4.1 Description du sentier à étudier

La portion du sentier où la distance entre le sentier et l'éolienne est inférieure ou égale à 300 m est présentée à la Figure 3-4, la longueur totale du sentier égale à 338,3 m.

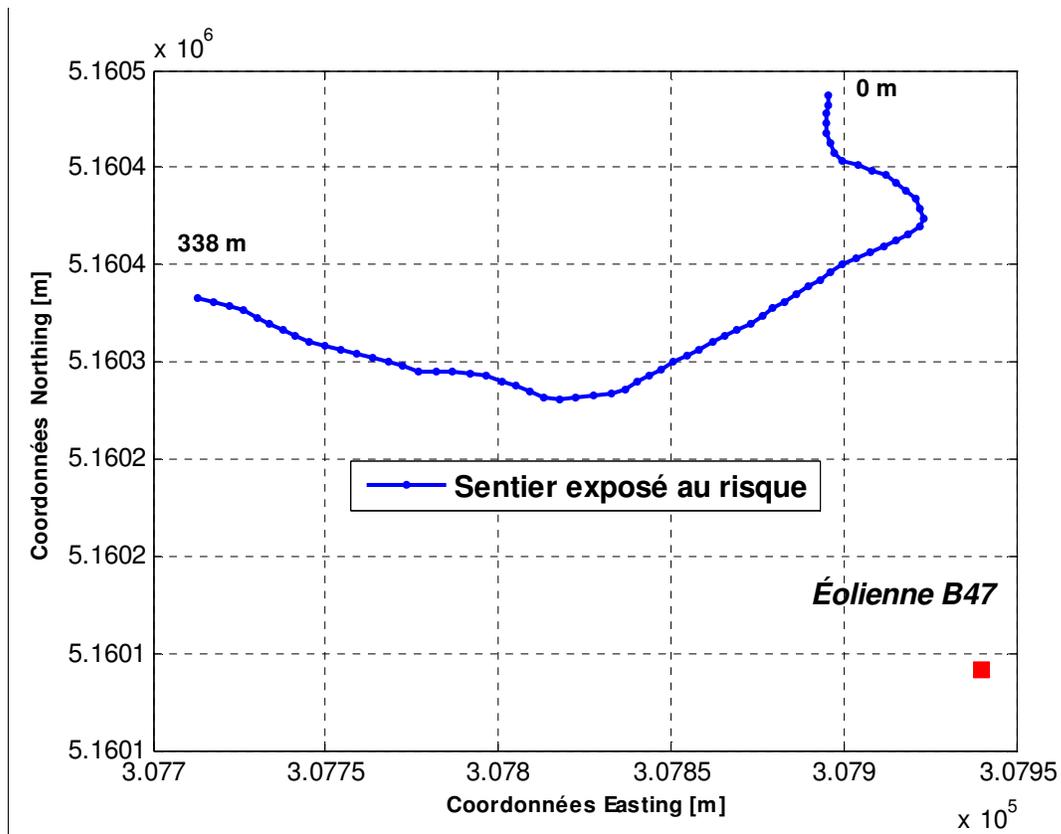


Figure 3-4: Portion du sentier exposé au risque et position de la turbine B47 (NAD27)

Sur cette figure, le sentier a été référencé du nord-est (0 m) au sud-est (338 m).

3.4.2 Type et fréquence des usagers du sentier exposé aux risques

Les données utilisées dans le calcul concernant la fréquence de passage, la vitesse et la nature des passants sont résumées dans le Tableau 3.4-1

Tableau 3.4-1: Caractéristiques et fréquence des usagers du sentier

Caractéristiques des passants	Éolienne B47
Description du sentier	Sentier récréatif pour passage des skieurs de fond
Nombre des skieurs par le sentier [nbre/heure]*	1,38
Vitesse des skieurs [km/h]	6
Surface projetée des Skieurs [m2]	1
Longueur totale du sentier exposé au risque [m]	338

* Le nombre des skieurs par jour provient des données transmises par l'aménagiste de la MRC et par les gestionnaires du parc régional du Massif-du-Sud. Ce nombre est estimé à 1000 skieurs de fond pendant 3 mois à raison d'une période de fréquentation quotidienne de 8 heures, ce qui représente 1,38 skieur de fonds par heure.

3.4.3 Profil de risque et le risque individuel

Le profil de risque a été déterminé à l'aide des données mentionnées à la section précédente. Ce profil de risque est présenté dans la Figure 3-5.

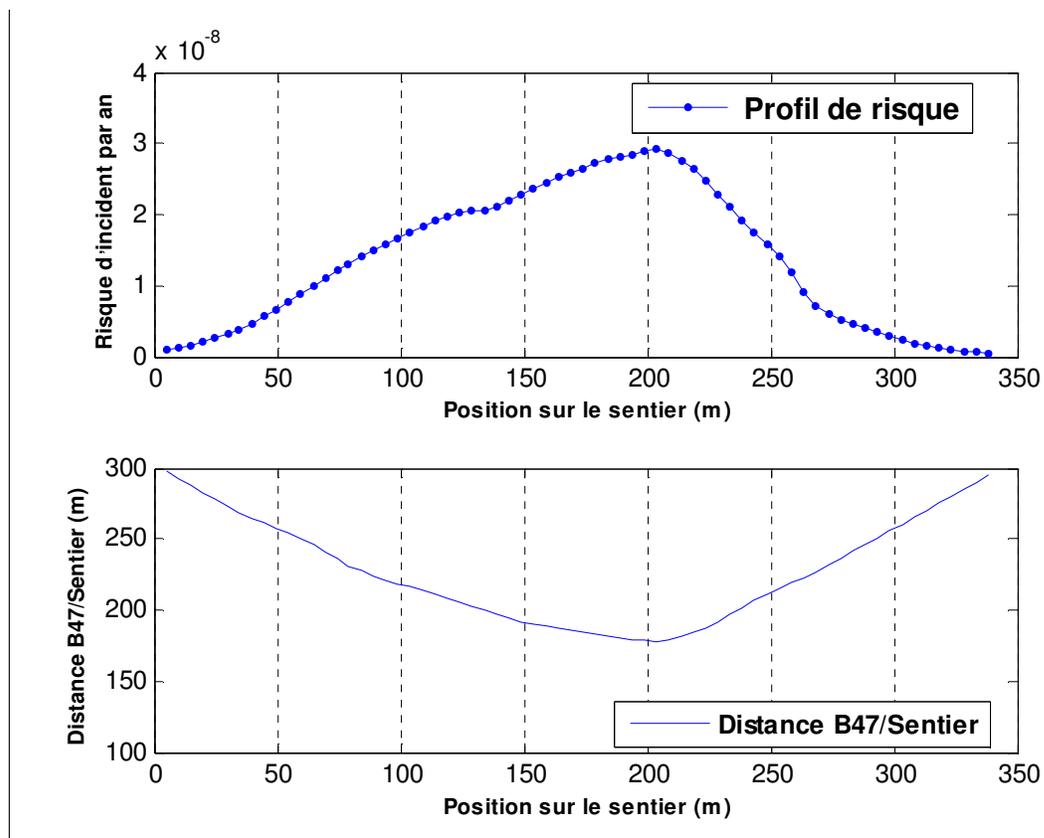


Figure 3-5: Profil de risque de l'éolienne B47

Le risque cumulé total s'élève à :

$$RI = 9.4e - 07 \text{ occurrences /an}$$

Cela correspond à moins d'une occurrence en 1 million d'années. Ce niveau de risque est à nouveau inférieur au niveau retenu dans cette étude soit un risque d'une occurrence sur un million d'années (10^{-6} occurrences par an).

Remarque : L'éolienne B47 se trouve à proximité d'un deuxième sentier réservé au passage des VTT. Selon les informations recueillies auprès des gestionnaires du parc régional (communication personnelle avec Jonathan Goupil), ces derniers ne circulent pas en saison hivernale. Par conséquent, le risque relatif à la projection de glace pour ce sentier de VTT est nul.

3.5 Éoliennes A36 et A37

3.5.1 Description de la route à étudier

La portion de la route où la distance entre le sentier et l'éolienne est inférieure ou égale à 300 m est présentée à la Figure 3-8, la longueur totale du sentier égale à 464 m.

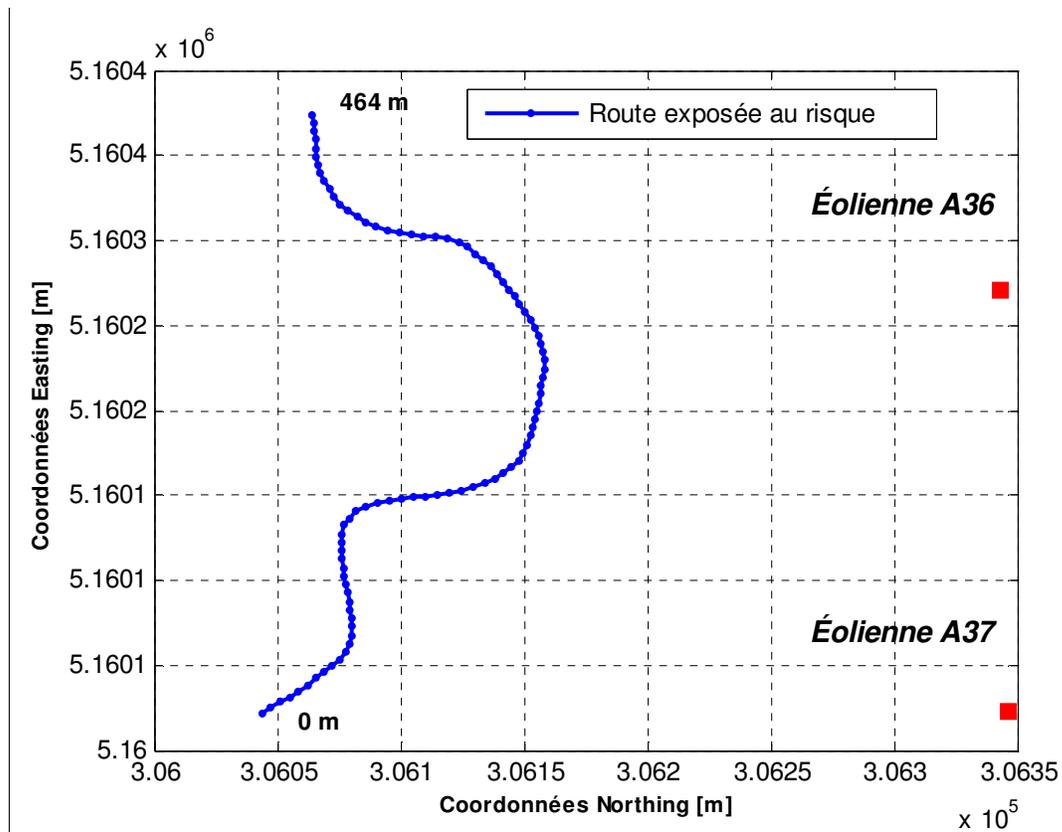


Figure 3-6: Portion de la route panoramique exposée au risque et position des turbines A36 et A37 (NAD27)

Sur cette figure, le sentier a été référencé du sud (0 m) au nord (464 m).

3.5.2 Type et fréquence des usagers du sentier exposé aux risques

Les données utilisées dans le calcul concernant la fréquence de passage, la vitesse et la nature des passants sont résumées dans le Tableau 3.3-1.

Tableau 3.5-1: Caractéristiques et fréquence des usagers de la route panoramique

Caractéristiques des passants	Éoliennes A36 et A37
Description du sentier	Route panoramique – utilisée comme sentier de motoneige l’hiver
Nombre des motoneigistes par le sentier [nbre/heure]*	16.66
Vitesse des motoneigistes [km/h]	65
Surface projetée des motoneigistes [m ²]	2
Longueur totale du sentier exposé au risque [m]	464

*Le nombre d'utilisateurs par jour provient des données transmises par l'aménagiste de la MRC et par les gestionnaires du parc régional du Massif-du-Sud. Ce nombre est estimé à 12 000 motoneigistes pendant 3 mois, à raison d'une période de fréquentation quotidienne de 8 heures, ce qui représente 16,6 motoneigistes par heure.

3.5.3 Profil de risque et le risque individuel

Le profil de risque a été déterminé à l'aide des données mentionnées à la section précédente. Ce profil de risque est présenté dans la Figure 3-7.

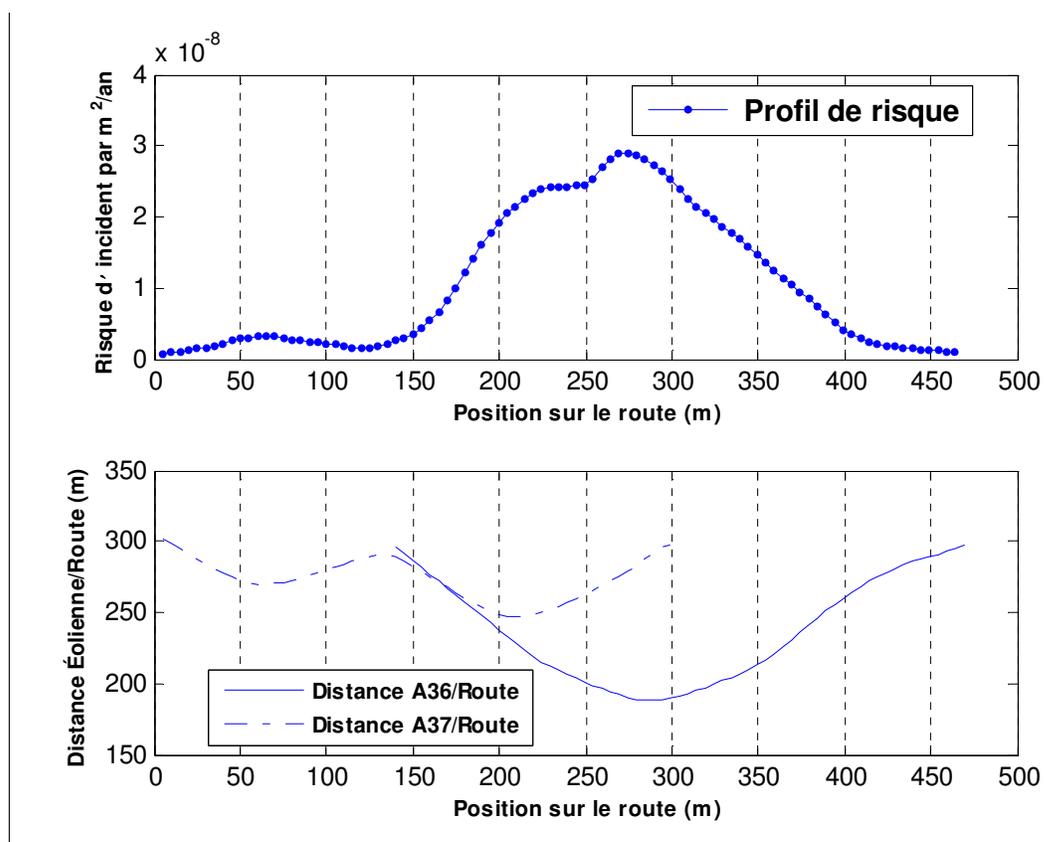


Figure 3-7: Profil de risque des éoliennes A36 et A37.

Le risque cumulé sur cette portion de sentier s'élève à :

$$RI = 1 \text{ e } - 06 \text{ occurrences /an}$$

Ce risque individuel estime une occurrence en 1 million d'années; ce qui correspond au seuil de tolérance retenu dans cette étude.

Remarque : L'éolienne A36 se trouve à proximité d'un deuxième sentier réservé au passage des VTT. Selon les informations recueillies auprès des gestionnaires du parc régional (communication personnelle avec Jonathan Goupil, ces derniers ne circulent pas en saison hivernale. Par conséquent, le risque relatif à la projection de glace pour ce sentier de VTT est nul. Également, les éoliennes A36 et A37 se trouvent à proximité du sentier multifonctionnel. Saint-Laurent Énergies propose un concept de centre d'interprétation de l'énergie éolienne qui inclut une déviation de ce sentier à plus de 300 mètres. Cette déviation sera utilisée en période de glace. Par conséquent, le risque relatif à la projection de glace provenant des éoliennes A36 et A37, pour le sentier multifonctionnel est nul.

3.6 Éolienne A37

3.6.1 Description de la route à étudier

La portion de la route où la distance entre la route et l'éolienne est inférieure ou égale à 300 m est présentée à la Figure 3-8, la longueur totale du sentier égale à 568.7 m.

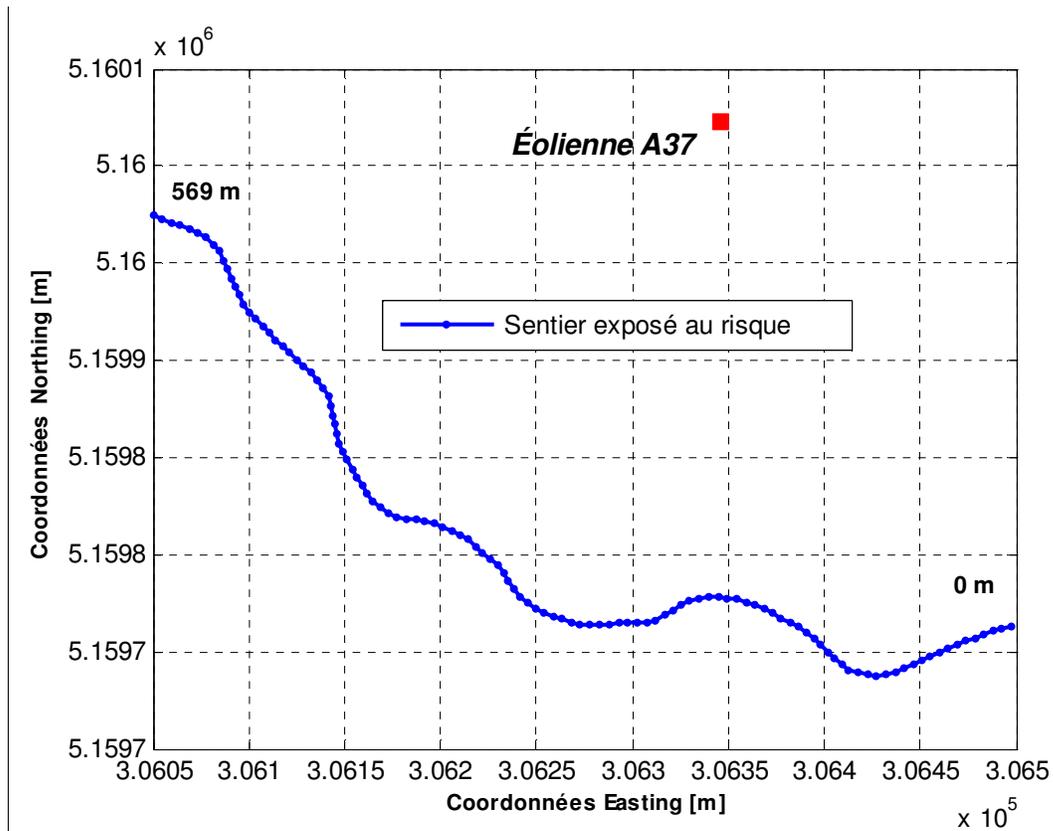


Figure 3-8: Portion de la route panoramique exposée au risque et position de la turbine A37 (NAD27)

La portion à risque du sentier a été référencée du sud-est (0 m) au nord-ouest (0 m).S

3.6.2 Type et fréquence des usagers du sentier exposé aux risques

Les données utilisées dans le calcul concernant la fréquence de passage, la vitesse et la nature des passants sont résumées dans le Tableau 3.6-1.

Tableau 3.6-1: Caractéristiques et fréquence des usagers de la route panoramique

Caractéristiques des passants	Éolienne A37
Description du sentier	Route panoramique – utilisée comme sentier de motoneige l’hiver
Nombre des motoneigistes par le sentier [nbre/heure]*	16.66
Vitesse des motoneigistes [km/h]	65
Surface projetée des motoneigistes [m ²]	2
Longueur totale du sentier exposé au risque [m]	569

*Le nombre d'utilisateurs par jour provient des données transmises par l'aménagiste de la MRC et par les gestionnaires du parc régional du Massif-du-Sud. Ce nombre est estimé à 12 000 motoneigistes pendant 3 mois, à raison d'une période de fréquentation quotidienne de 8 heures, ce qui représente 16,6 motoneigistes par heure.

3.6.3 Profil de risque et le risque individuel

Le profil de risque a été déterminé à l'aide des données mentionnées à la section précédente. Ce profil de risque est présenté dans la Figure 3-7.

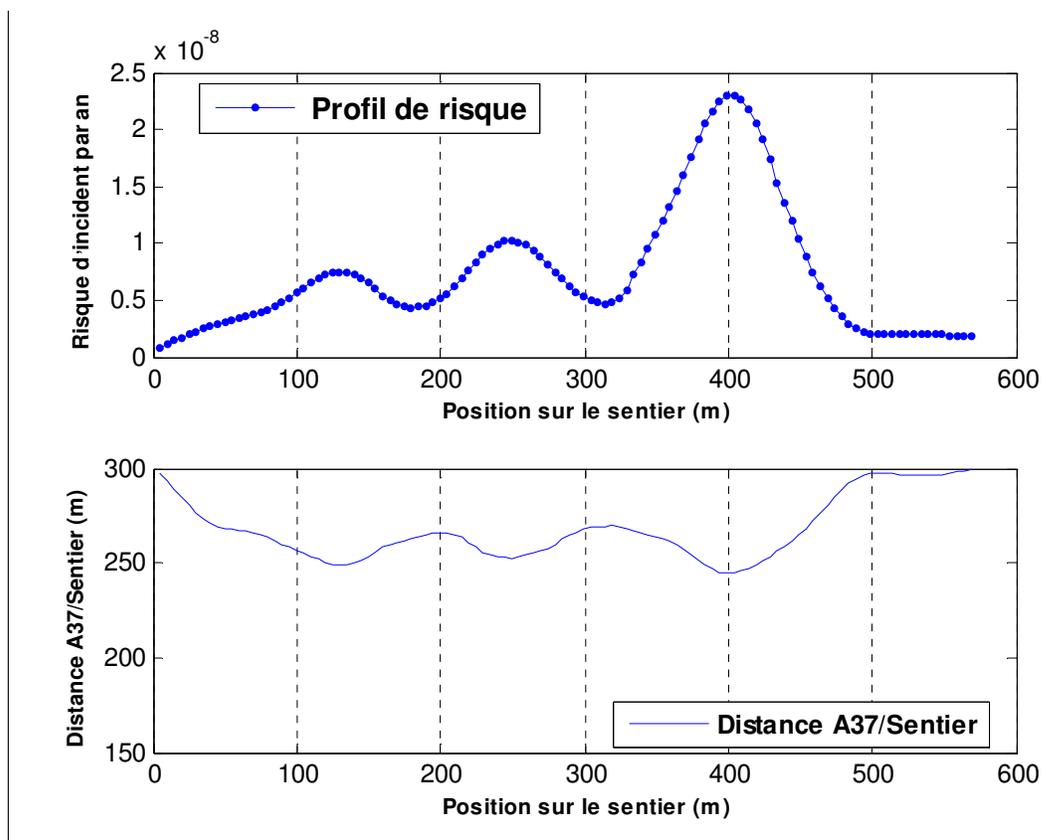


Figure 3-9: Profil de risque de l'éolienne A37

Le risque cumulé total s'élève à :

$$RI = 8.4e - 07 \text{ occurrences /an}$$

Ce risque individuel correspond à une occurrence en 1,2 million d'années. Ce risque est inférieur au seuil retenu pour cette étude soit une occurrence en un million d'années (10^{-6} occurrences par an).

3.7 Éoliennes A52 et A53

Selon les informations recueillies auprès des gestionnaires du parc régional (communication personnelle avec Jonathan Goupil), la portion du sentier multifonctionnel qui est située à moins de 300 m des éoliennes A53 et A52 n'est pas utilisée pendant la saison hivernale. Par conséquent, ces éoliennes ne présentent aucun risque relatif aux projections de glace.

3.8 Éoliennes B71, A63 et A64

Selon les informations recueillies auprès des gestionnaires du parc régional, les portions de sentiers de VTT qui sont situées à moins de 300 m des éoliennes B71, A63 et A64 ne sont pas utilisées pendant la saison hivernale (communication personnelle avec Jonathan Goupil). Par conséquent, ces éoliennes ne présentent aucun risque relatif aux projections de glace.

4 CONCLUSION

Les résultats de cette analyse de risque sont résumés dans le tableau suivant :

Éolienne(s)	Description des utilisateurs du sentier	Nombre d'utilisateurs par heure	Vitesse des utilisateurs [km/h]	Risque Individuel	Risque négligeable? Oui/Non
A9 REpower MM82	Route panoramique – Motoneigistes	16,6	65	1 fois en 8 millions d'années	Oui
B47 Repower MM82	Sentier multifonctionnel – Skieurs de fond	1,38	6	1 fois en 1 million d'année	Oui
B47 Repower MM82	Sentier de VTT	0	NA	0	Non existant
A36 et A37 REpower MM82	Route panoramique - Motoneigistes	16,6	65	1 fois en 1 million d'année	Oui
A36 et A37 REpower MM82	Sentier de VTT	0	NA	0	Non existant
A36 et A37 REpower MM82	Sentier multifonctionnel – Skieurs de fond	0 ¹	NA	0	Non existant
A37 REpower MM82	Route panoramique - Motoneigistes	16,6	65	1 fois en 1.2 million d'année	Oui
A52 et A53	Sentier multifonctionnel	0	NA	0	Non existant
A63, A64 et B64	Sentier VTT	0	NA	0	Non existant

L'analyse démontre que, compte tenu des informations transmises par Saint-Laurent Énergies, le risque d'être frappé par un morceau de glace projeté par une éolienne du parc éolien du Massif-du-Sud est négligeable. Par conséquent, l'opération des éoliennes du parc éolien du Massif-du-Sud, selon la configuration présentée par Saint-Laurent Énergies, est jugée sécuritaire pour l'utilisation des sentiers existants.

Cependant, il est recommandé d'employer des panneaux de signalisation adéquats afin de prévenir les utilisateurs des sentiers de la région de ne pas s'approcher des éoliennes pendant les périodes de risque. En particulier, si ces derniers quittaient les sentiers et s'approchaient à des distances inférieures à celles considérées dans cette étude, ils s'exposeraient à des niveaux de risque qui pourraient être non acceptables.

¹ Saint-Laurent Énergies s'engage à aménager une déviation du sentier sera aménagée à plus de 300m des éoliennes. Cette déviation sera balisée et signalisée. Elle sera utilisée en temps de glace. Par conséquent, le nombre d'utilisateurs du sentier actuel, en période de risque de projection de glace, sera de zéro.

5 RÉFÉRENCES

- [1] Bengt Tammelin, Massimo Cavaliere, Hannele Holtinnen, Colin Morgan, Henry Seifert, Kristiina Sääntti; Wind Energy in Cold Climate, Final Report WECO (JOR3-CT95-0014), ISBN 951-679-518-6, Finnish Meteorological Institute, Helsinki, Finland, February 2000
- [2] C Morgan et al, "Wind energy production in cold climate (WECO)", ETSU contractor's report W/11/00452/REP, UK DTI, 1999
- [3] C Morgan and E Bossanyi, "Wind turbine icing and public safety - a quantifiable risk?", Proceedings of Boreas III conference, Sariselka, Finland 1996.
- [4] E Bossanyi and C Morgan, "Wind turbine icing – its implications for public safety", Proceedings of European Union Wind Energy Conference 1996
- [5] C Morgan, E Bossanyi and H Seifert, "Assessment of safety risks arising from wind turbine icing", Proceedings of EWEC '97 conference, Dublin 1997
- [6] J. F. Macqueen., J. F. Ainslie, et al. (1983). "Risks associated with wind turbine blade failures". *IEE Proceedings* 130, Part A(9): pp. 574-586
- [7] Garrad Hassan "Recommendations for Risk Assessments of Ice Throw and Blade Failure in Ontario", May 2007

8 ANNEXE C : CARTE DE LOCALISATION DU PROJET

Carte 3.1

Contraintes réglementaires

- PROJET**
- Zone d'étude
 - Site d'implantation d'une éolienne Repower MM-82
 - Site d'implantation d'une éolienne Repower MM-92

- CONTRAINTE**
- Zone de protection**
- Zonage (Saint-Luc-de-Bellechasse)
 - Périmètre urbain (MRC de Bellechasse, 2 000 m - MRC Les Etchemins, 2 500 m - Saint-Luc-de-Bellechasse, 3 000 m)
 - Immeuble protégé (MRC de Bellechasse, 2 000 m)
 - Bâtiment (500 m, Saint-Luc-de-Bellechasse, 1 500 m)
 - Réseau routier (MRC Les Etchemins, municipale, 500 m - provinciale et régionale, 1 000 m - MRC de Bellechasse, municipale, 200 m - provinciale et régionale, 500 m - Saint-Luc-de-Bellechasse, 500 m)
 - Route panoramique (MRC de Bellechasse et Saint-Luc-de-Bellechasse, 300 m)
 - Panorama exceptionnel (MRC de Bellechasse, 1 500 m)
 - Panorama intéressant (MRC de Bellechasse, 1 000 m)
 - Sentier récréotouristique, motoneige, VTT et marche, 300 m
 - Chalet du centre de ski Massif du Sud, 3 000 m
 - Écosystème forestier exceptionnel
 - Réserve écologique
 - Érablière sous permis d'exploitation en terre publique
 - Refuge biologique
 - Prise d'eau

- INFRASTRUCTURES ET LIMITES**
- Bâtiment
 - Route secondaire et rue
 - Chemin
 - Sentier de VTT
 - Sentier de motoneige
 - Sentier récréotouristique
 - Route panoramique
 - Limite terre publique
 - Limite terre privée
 - Limite du parc régional du Massif du Sud
 - Zone intensive d'activité du Parc du Massif du Sud
 - Limite municipale
 - Limite de MRC

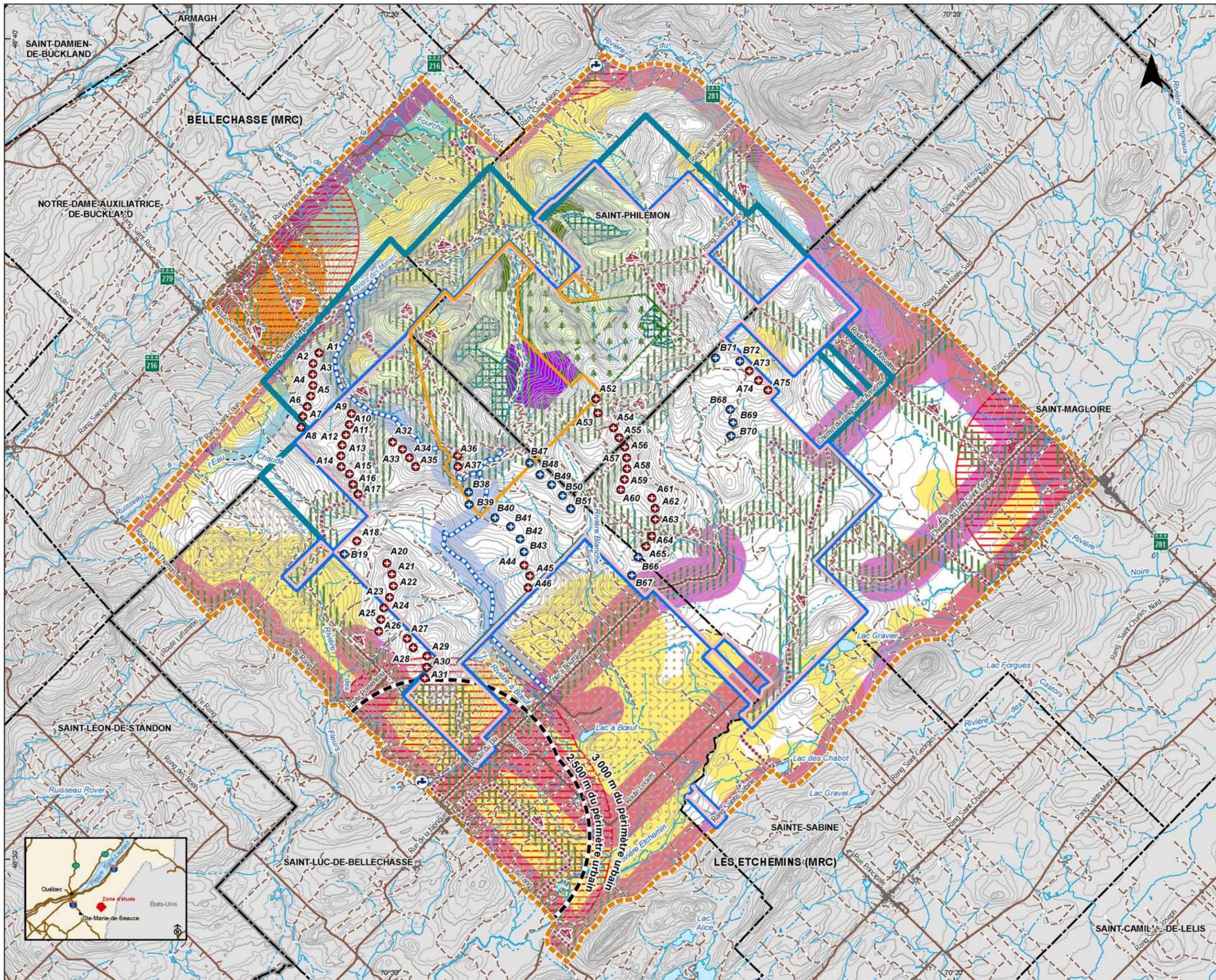
0 1 2 3 4 km

Projection MTM, fuseau 7, NAD 83
Équidistance des courbes : 10 m

Sources :
BDTQ, 1 : 20 000, MRNF Québec

Projet : 605613
Fichier : 605613_EIc3-1_interdic_002_090709.mxd

Juillet 2009



DOCUMENT DE TRAVAIL

9 ANNEXE D : PORTÉE ET LIMITES DE LA RESPONSABILITÉ D'HÉLIMAX ÉNERGIE INC.

CLAUSE D'EXONÉRATION DE RESPONSABILITÉ

Le présent rapport a été rédigé par Hélimax Énergie inc. (« Hélimax ») conformément à sa proposition et aux directives fournies par le « client ». Les renseignements et l'analyse figurant aux présentes bénéficient uniquement au client et aucune autre personne ne pourra s'y fier. Hélimax s'est strictement fondée sur les données actuellement disponibles et a exécuté les services conformément aux normes de diligence actuellement suivies par les cabinets d'experts conseils qui rendent des services de nature semblable. Malgré ce qui précède, ni Hélimax, ni les personnes agissant pour son compte ne font quelque déclaration ni ne donnent quelque garantie que ce soit, expresse ou tacite, i) ayant trait à la véracité, à l'exactitude ou à l'exhaustivité des renseignements figurant aux présentes élaborés par des tiers ou obtenus de ceux-ci, y compris du client, ou ii) que l'utilisation des renseignements figurant aux présentes par le client ne portera pas atteinte aux droits de propriété privée, notamment aux droits de propriété intellectuelle de quiconque. Le client est seul responsable de l'interprétation et de l'utilisation des renseignements figurant aux présentes et de leur adaptation à sa situation particulière. Par conséquent, Hélimax n'assume aucune responsabilité quelle qu'elle soit ayant trait à tout dommage direct ou indirect ou toute autre obligation découlant de l'utilisation par le client, des renseignements, des résultats, des conclusions ou de l'analyse figurant dans le présent rapport.