

# **Annexes**

Étude d'impact sur l'environnement  
Parc éolien de la Côte-de-Beaupré

---



## LISTE DES ANNEXES

- Annexe A. Règlement de contrôle intérimaire régissant l'implantation d'éoliennes sur le territoire de la Communauté métropolitaine de Québec (CMQ) applicable sur le territoire de la MRC de La Côte-de-Beaupré :
- Annexe B. Documents techniques fournis par Enercon :
  - B-1 Information sur les systèmes de sécurité pour prévenir les fuites de polluants de l'eau;
  - B-2 Fiches techniques des éoliennes;
- Annexe C. Lettres envoyées aux Premières Nations concernées
- Annexe D. Méthode d'évaluation des impacts visuels
- Annexe E. Méthode d'évaluation de l'intensité de l'impact environnemental – Climat sonore
- Annexe F. Espèces d'oiseaux rapportées dans la zone d'étude et sa proximité
- Annexe G. Lettres d'appui au développement éolien sur les terres de la Seigneurie de Beaupré
- Annexe H. Étude d'impact environnemental - Identification des systèmes de télécommunications (YRH, 2012)
- Annexe I. Graphiques des résultats de mesure de bruit initial au point A et conditions météorologiques



## Annexe A

---

Règlement de contrôle intérimaire régissant  
l'implantation d'éoliennes sur le territoire de la  
Communauté métropolitaine de Québec (CMQ)  
applicable sur le territoire de la MRC de La Côte-de-  
Beaupré



**CODIFICATION ADMINISTRATIVE DU RÈGLEMENT 2007-22 DE LA  
COMMUNAUTÉ MÉTROPOLITAINE DE QUÉBEC RÉGISSANT L'IMPLANTATION,  
L'EXPLOITATION ET LE DÉMANTÈLEMENT D'ÉOLIENNES**

**AVERTISSEMENT** :

Le présent document constitue une codification administrative du règlement n° 2007-22 adopté par le Conseil de la Communauté métropolitaine de Québec.

Cette codification intègre les modifications apportées au règlement 2007-22.

Cette codification doit être considérée comme un document de travail facilitant la consultation du règlement n° 2007-22 en y intégrant les modifications qui lui ont été apportées.

S'il y a divergence entre la présente codification administrative et le contenu du règlement 2007-22 ou de ses règlements modificateurs, le texte original adopté et en vigueur est celui qui prévaut.

Liste des règlements pris en considération aux fins de cette codification administrative :

Numéro du règlement	Adoption	Entrée en vigueur
2007-22	19 avril 2007	19 juin 2007
2008-28	23 octobre 2008	22 décembre 2008
2009-32	8 octobre 2009	15 décembre 2009
2010-40	17 juin 2010	19 août 2010

CONSIDÉRANT que la Communauté métropolitaine de Québec (CMQ) porte intérêt à l'implantation d'éoliennes sur son territoire ;

CONSIDÉRANT cependant que la CMQ veut protéger les zones sensibles de son territoire en regard de cette implantation ;

CONSIDÉRANT que la CMQ a entrepris l'élaboration de son schéma et une réflexion sur l'implantation d'éoliennes et de parcs d'éoliennes sur son territoire ;

CONSIDÉRANT que la croissance rapide de l'industrie éolienne pourrait se traduire à court terme par des demandes d'implantation d'éoliennes sur le territoire ;

CONSIDÉRANT que des demandes d'implantation de mâts de mesure des vents ont déjà été faites sur le territoire de la CMQ ;

CONSIDÉRANT que les schémas d'aménagement actuellement en vigueur sur le territoire de la CMQ et les réglementations d'urbanisme des municipalités locales du territoire métropolitain ne contiennent aucune orientation, mesure ou disposition relative à l'implantation d'éoliennes et de parcs d'éoliennes ;

CONSIDÉRANT que l'implantation d'éoliennes ou de parcs d'éoliennes peut avoir des impacts sur les paysages, la qualité de vie de la population et de la faune ;

CONSIDÉRANT que les paysages sont importants dans la qualité de vie des résidents de la région métropolitaine, tant en regard de la protection et de la mise en valeur du patrimoine culturel qu'en ce qui a trait au développement de l'industrie touristique du territoire métropolitain ;

CONSIDÉRANT l'intérêt pour la CMQ que cette filière éolienne s'intègre harmonieusement aux caractéristiques et aux particularités du milieu ;

CONSIDÉRANT que les municipalités locales et régionales faisant partie du territoire de la CMQ ont des préoccupations quant à l'implantation d'éoliennes sur leur territoire ;

CONSIDÉRANT que ces municipalités conviennent de se doter d'un seul règlement de contrôle intérimaire métropolitain permettant d'assurer l'implantation harmonieuse d'éoliennes ou de parcs d'éoliennes sur le territoire ;

CONSIDÉRANT que la MRC de La Côte-de-Beaupré a adopté une résolution de contrôle intérimaire autorisant l'implantation d'éoliennes dans une portion du territoire non organisé du Lac-Jacques-Cartier ;

CONSIDÉRANT la résolution de contrôle intérimaire numéro C-2006-57 adoptée par le conseil de la CMQ le 24 août 2006 et intitulée « Adoption d'une résolution de contrôle intérimaire concernant l'implantation d'éoliennes »;

CONSIDÉRANT les dispositions de la Loi sur l'aménagement et l'urbanisme, notamment les articles 64 à 67 de celle-ci ;

CONSIDÉRANT l'adoption du règlement n° 2006-21 de la CMQ régissant l'implantation, l'exploitation et le démantèlement d'éoliennes ;

CONSIDÉRANT l'avis gouvernemental daté du 22 janvier 2007 ne permettant pas l'entrée en vigueur du règlement n° 2006-21 de la CMQ régissant l'implantation, l'exploitation et le démantèlement d'éoliennes;

CONSIDÉRANT la nécessité de remplacer le règlement n° 2006-21 de la CMQ régissant l'implantation, l'exploitation et le démantèlement d'éoliennes ;

En conséquence, il est décrété par règlement du conseil de la Communauté métropolitaine de Québec ce qui suit :

#### **ARTICLE 1 – OBJET**

Le présent règlement encadre l'implantation d'éoliennes, leur construction et leur démantèlement sur le territoire de la Communauté, et ce, tant en ce qui a trait aux éoliennes elles-mêmes qu'en ce qui a trait aux constructions et infrastructures nécessaires à leur implantation, exploitation ou démantèlement.

Rien dans le présent règlement n'est censé restreindre le pouvoir d'une municipalité régionale de comté ou d'une municipalité locale d'adopter des mesures plus restrictives relativement à l'un ou l'autre des objets du règlement.

#### **ARTICLE 2 – AIRE D'APPLICATION**

Le présent règlement s'applique sur la totalité du territoire de la Communauté.

#### **ARTICLE 3 – DÉFINITIONS**

« **Aire d'amerrissage** » : espace d'au moins 100 mètres de largeur par au moins 1 750 mètres de longueur à la surface d'un plan d'eau autre que le fleuve Saint-Laurent, sans haut-fond, récif, rocher ou autre élément susceptible d'empêcher l'amerrissage d'un aéronef dans cette aire. Une illustration est fournie à titre d'exemple à l'**Annexe 1** du règlement pour en faire partie intégrante. (R. 2008-28, article 1.a)

« **Aire d'approche d'une aire d'amerrissage** » : espace de 3 000 mètres de longueur, en forme de trapèze, contigu à une aire d'amerrissage et dont les bases mesurent 100 mètres de largeur au contact de l'aire d'amerrissage et 1 000 mètres à son extrémité la plus éloignée. Une illustration d'une telle aire est fournie à titre d'exemple à l'**Annexe 2** jointe au présent règlement pour en faire partie intégrante. (R. 2008-28, article 1.b) (R.2010-40, a. 1)

« **Aire de confinement du cerf de Virginie** » : une superficie boisée d'au moins 250 hectares, caractérisée par le fait que les cerfs de Virginie s'y regroupent pendant la période où l'épaisseur de la couche nivale dépasse 40 centimètres dans la partie de territoire située au sud du fleuve Saint-Laurent et à l'ouest de la rivière Chaudière ou dépasse 50 centimètres ailleurs.

« **Chemin forestier** » : chemin aménagé en vue de réaliser des aménagements forestiers ou pour transporter du bois du lieu d'abattage jusqu'au chemin public.

« **Chemin nécessaire à des éoliennes** » : chemin aménagé spécifiquement dans le seul but d'implanter, de démanteler ou d'entretenir une éolienne.

« **Communauté** » : Communauté métropolitaine de Québec.

« **Éolienne** » : appareil destiné à capter l'énergie du vent afin de le convertir en énergie électrique ou mécanique ainsi que toute nacelle et toute structure ou assemblage (bâtiment, mât, hauban, corde, pylône, socle, etc.) servant à le supporter ou à le maintenir en place.

« **Éolienne non fonctionnelle** » : éolienne incapable de produire de l'énergie pendant une période de plus d'un an.

« **Éolienne sans impact sur le paysage** » : est considérée sans impact sur le paysage une éolienne ne se profilant pas sur le ciel et dont la hauteur apparente occupe moins de 30 minutes d'arc du champ visuel (un demi degré).

« **Éolienne à faible impact sur le paysage** » : est considérée à faible impact sur le paysage une éolienne ne se profilant pas sur le ciel et dont la hauteur apparente occupe moins de un degré et 30 minutes d'arc du champ visuel (un degré et demi).

« **Grande éolienne** » : éolienne dont la hauteur, incluant les pièces mobiles (rotor, pales, etc.), dépasse les 35 mètres.

« **Hauteur d'une éolienne** » : distance maximale par rapport au niveau moyen du sol d'une éolienne et de toutes ses composantes, incluant ses pièces mobiles.

« **Hauteur apparente d'une éolienne** » : mesure en degrés, minutes ou secondes d'arc établie en vertu de la hauteur totale des parties visibles d'une éolienne et la distance de cette dernière par rapport à un objet ou un point donné.

« **Installation humaine** » : tout bâtiment ou usage principal et accessoire servant à accueillir, à abriter ou à transporter des personnes, incluant, notamment, les chemins, rues, routes, autoroutes, stationnements et aires de jeux, de sport et de loisir, mais à l'exception des chemins forestiers, chemins nécessaires à des éoliennes, sentiers, pistes de randonnée ou d'observation.

« **Lot** » : un fonds de terre immatriculé sur un plan cadastral, un fonds de terre décrit aux actes translatifs ou déclaratifs de propriété par tenants et aboutissants, ou encore leur partie résiduelle une fois distraits les fonds de terre décrits aux actes translatifs de propriété par tenants et aboutissants et les parties immatriculées.

« **Mât de mesure** » : toute construction, structure ou assemblage de matériaux ou d'équipements (les bâtiments, socle, mât, hauban, corde, pylône, etc.) autre qu'une éolienne et supportant ou étant destinée à supporter un instrument de mesure des vents (anémomètres ou girouettes), et ce, notamment à des fins de prospection de gisement éolien.

« **Moyenne éolienne** » : éolienne dont la hauteur, incluant les pièces mobiles (rotor, pales, etc.), dépasse les 12 mètres de hauteur sans jamais être supérieure à 35 mètres.

« **Nacelle** » : logement situé en haut de la tour supportant une éolienne à axe horizontal et qui contient, entre autres, le système d'entraînement.

« **Petite éolienne** » : éolienne dont la hauteur, incluant les pièces mobiles (rotor, pales, etc.), ne dépasse pas 12 mètres.

« **Phase de construction** » : la phase de construction s'échelonne depuis le début des travaux visant à aménager l'accès vers le site de l'éolienne et à aménager tout accès ou tout chemin visant à relier une éolienne à une autre, le tout jusqu'à la phase finale de mise en service ou au début de la production d'électricité.

« **Phase d'opération** » : la phase d'opération d'une éolienne s'échelonne depuis le début de sa mise en service jusqu'à son démantèlement.

« **Propriété foncière** » : fonds de terre formant un ensemble foncier de lots ou parties de lots d'un seul bloc appartenant à un même propriétaire.

« **RCI** » : le règlement de contrôle intérimaire de la CMQ régissant l'implantation, l'exploitation et le démantèlement d'éoliennes (règlement n° 2006-21, remplacé par le règlement n° 2007-22, lui-même amendé par le règlement n° 2008-28). (R. 2009-32, article 1)

« **Site de villégiature** » : fonds de terre circonscrit ou délimité dans le but d'y réaliser un ou plusieurs projets de mise en valeur des terres à des fins de villégiature.

#### **ARTICLE 4 – ÉOLIENNE AUTORISÉE**

Hormis les grandes éoliennes implantées aux seules fins d'alimentation d'un réseau de transport ou de distribution d'un réseau électrique public, l'implantation d'une éolienne n'est autorisée qu'à des fins accessoires à un usage principal.

Lors de l'abandon de l'usage principal, l'éolienne accessoire doit être retirée conformément aux dispositions du présent règlement régissant le démantèlement d'une éolienne.

#### **ARTICLE 5 – LOCALISATION**

Toute nouvelle utilisation du sol, nouvelle construction, demande d'opération cadastrale ou morcellement de lot fait par aliénation visant l'implantation d'éoliennes ou de parcs d'éoliennes sur le territoire de la Communauté est interdit, sauf dans les aires ci-après définies. (R. 2008-28, article 2.a)

Sous réserve du respect de toutes les autres dispositions du présent règlement, tous les usages, constructions et opérations prohibés en vertu du premier alinéa sont autorisés dans les aires identifiées « secteurs autorisés » sur le feuillet A de la carte jointe au présent règlement comme **Annexe 3** pour en faire partie intégrante.

Sous réserve du respect de toutes les autres dispositions du présent règlement, l'implantation de projets éoliens comportant de trois à vingt (3 à 20) grandes éoliennes prohibés en vertu du premier alinéa sont autorisés uniquement dans les aires identifiées sur les feuillets A et B de la carte jointe au présent règlement comme **Annexe 3** pour en faire partie intégrante.

Sous réserve du respect de toutes les autres dispositions du présent règlement, l'implantation de projets éoliens comportant une ou deux (1 ou 2) grandes éoliennes prohibés en vertu du premier alinéa sont autorisés uniquement dans les aires identifiées sur les feuillets A, B et C de la carte jointe au présent règlement comme **Annexe 3** pour en faire partie intégrante.

Sous réserve du respect de toutes les autres dispositions du présent règlement, l'implantation de projets éoliens relatifs à une moyenne éolienne prohibés en vertu du premier alinéa sont autorisés uniquement dans les aires identifiées sur les feuillets A, B, C et D de la carte jointe au présent règlement comme **Annexe 3** pour en faire partie intégrante.

Sous réserve du respect de toutes les autres dispositions du présent règlement, l'implantation de projets éoliens relatifs à une petite éolienne prohibés en vertu du premier alinéa sont autorisés uniquement dans les aires identifiées sur les feuillets A, B, C, D et E de la carte jointe au présent règlement comme **Annexe 3** pour en faire partie intégrante. (R. 2008-28, articles 2.b et 6)

Toute éolienne et toute construction ou infrastructure accessoire à son implantation, exploitation ou démantèlement doivent être faites en respectant notamment les normes d'implantation prévues dans le présent règlement.

## ARTICLE 6 – NORMES D'IMPLANTATION

### 6.1 Nombre d'éoliennes par propriété

Hormis les grandes éoliennes implantées aux seules fins d'alimentation de réseaux de transport ou de distribution de réseaux électriques publics, il est prohibé d'implanter plus d'une éolienne par propriété foncière. Cependant, dans le cas d'un terrain utilisé en vertu d'un bail à des fins résidentielles et se trouvant sur une propriété foncière plus vaste, l'installation d'une éolienne par bâtiment résidentiel localisé sur le terrain ainsi visé par bail est autorisée.

### 6.2 Distances à respecter

Lors de toute implantation ou exploitation d'une éolienne, les distances séparatrices suivantes doivent être respectées :

a) aucune éolienne ne peut être érigée à moins de quatre fois sa hauteur de toute limite d'une propriété foncière, à moins que les propriétaires concernés par une limite de propriété foncière mitoyenne n'aient convenu, par le biais d'une entente notariée, de réduire cette distance;

b) aucune grande ou moyenne éolienne ne peut être érigée à moins de quatre fois sa hauteur de toute installation humaine;

c) aucun mât de mesure ne peut être installé à moins de deux fois sa hauteur de toute installation humaine;

d) sauf en ce qui a trait au bâtiment principal, l'usage ou l'immeuble dont elle est l'accessoire, aucune petite éolienne ne peut être érigée ou exploitée à moins de trois fois sa hauteur de toute installation humaine;

e) à l'intérieur de l'aire d'approche d'une aire d'amerrissage, toute éolienne, incluant ses pièces mobiles ou tout mât de mesure doit être érigé à une distance égale à au moins 40 fois sa hauteur par rapport à l'aire d'amerrissage, sous réserve des deux exceptions suivantes : (R 2010-40, a.2)

1. cette distance peut être réduite de 40 fois le nombre de mètres de différence entre le niveau du terrain où est implantée ou projetée l'éolienne et le niveau de l'aire d'amerrissage lorsque le niveau moyen du sol où est implantée ou exploitée l'éolienne est inférieur à l'altitude de l'aire d'amerrissage; (R 2010-40, a.2)

2. cette distance doit être augmentée de 40 fois le nombre de mètres de différence entre le niveau du terrain où est implantée ou exploitée l'éolienne et le niveau de l'aire d'amerrissage lorsque le niveau moyen du sol où est implantée ou exploitée l'éolienne est supérieur à l'altitude de l'aire d'amerrissage. (R 2010-40, a.2)

Cette norme et ses exceptions sont illustrées à titre d'exemple à l'**Annexe 4** jointe au présent règlement pour en faire partie intégrante;

f) aucune éolienne ne peut être implantée à moins de 1,5 kilomètre des lacs et secteurs propices à la villégiature identifiés sur les feuillets A et B de la carte jointe à titre d'**Annexe 5** au présent règlement pour en faire partie intégrante, sauf si, en raison de l'état des lieux lorsqu'elle est implantée ou exploitée, elle demeure invisible ou constitue une éolienne sans impact sur les paysages en regard des lacs ou secteurs propices à la villégiature identifiés sur les feuillets A et B de cette **Annexe 5**;

g) aucune éolienne ne peut être implantée à moins de 1,5 kilomètre des pistes de motoneige identifiées sur les feuillets A et B de la carte jointe à

titre d'**Annexe 5** au présent règlement pour en faire partie intégrante, sauf si, en raison de l'état des lieux lorsqu'elle est implantée ou exploitée, elle demeure invisible ou constitue une éolienne sans impact sur les paysages en regard des pistes de motoneige identifiées sur les feuillets A et B de cette **Annexe 5**;

h) aucune éolienne ne peut être implantée à moins de 500 mètres d'un milieu humide identifié comme tel sur les feuillets A et B de la carte jointe au présent règlement comme **Annexe 6** pour en faire partie intégrante;

i) aucun chemin nécessaire à une éolienne ne peut être implanté à moins de 100 mètres d'un milieu humide identifié comme tel sur les feuillets A et B de la carte jointe au présent règlement comme **Annexe 6** pour en faire partie intégrante;

j) aucune éolienne ne peut être implantée à l'intérieur ou à moins de trois kilomètres des sites d'intérêt patrimonial identifiés comme tels sur le feuillet B de la carte jointe au présent règlement comme **Annexe 6** pour en faire partie intégrante, sauf si, en raison de l'état des lieux lorsqu'elle est implantée ou exploitée, elle demeure invisible ou constitue une éolienne à faible impact sur les paysages visibles à partir de ces sites d'intérêt patrimonial;

k) aucune éolienne ne peut être implantée à moins de trois kilomètres de l'emprise des autoroutes et routes à forte valeur paysagère identifiées comme telles sur les feuillets A et B de la carte jointe au présent règlement comme **Annexe 5** pour en faire partie intégrante, sauf si, en raison de l'état des lieux lorsqu'elle est implantée ou exploitée, elle demeure invisible ou constitue une éolienne sans impact sur les paysages visibles à partir de ces autoroutes ou routes;

l) aucune éolienne ne peut être implantée à moins de trois kilomètres de l'emprise des autoroutes et routes paysagères identifiées comme telles sur les feuillets A et B de la carte jointe au présent règlement comme **Annexe 5** pour en faire partie intégrante, sauf si, en raison de l'état des lieux lorsqu'elle est implantée ou exploitée, elle demeure invisible ou constitue une éolienne à faible impact sur les paysages visibles à partir de ces autoroutes ou routes;

m) aucune éolienne ou chemin nécessaire à une éolienne ne peut être implanté en dehors des secteurs autorisés identifiés sur les feuillets A, B, C, D, et E de la carte jointe au présent règlement comme **Annexe 3** pour en faire partie intégrante, notamment dans le parc national de la Jacques-Cartier, la réserve écologique du lac Tantaré, la réserve écologique de la Grande Plée bleue, dans la Forêt Montmorency, la réserve nationale de faune du Cap Tourmente, le parc du Mont-Sainte-Anne, le territoire de la station forestière de Duchesnay et dans la réserve de biodiversité protégée de la Seigneurie du Triton sise dans le territoire non organisé du Lac-Croche;

n) aucune éolienne ne peut être implantée à moins de trois kilomètres des limites du parc national de la Jacques-Cartier et de la Forêt Montmorency, sauf si, en raison de l'état des lieux lorsqu'elle est implantée ou exploitée, elle demeure invisible ou constitue une éolienne sans impact sur les paysages visibles à partir d'un quelconque point localisé à l'intérieur de ces territoires;

o) aucune petite ou moyenne éolienne ne peut être implantée dans la zone d'exploitation contrôlée Rivière-Blanche et dans le territoire dit « Libre » sis dans le territoire non organisé du Lac-Croche tels qu'identifiés sur le feuillet A la carte jointe au présent règlement comme **Annexe 3** pour en faire partie intégrante;

p) aucune grande éolienne ne peut être implantée dans la zone d'exploitation contrôlée Rivière-Blanche et dans le territoire dit « Libre » sis dans le territoire non organisé du Lac-Croche tels qu'identifiés sur le feuillet A la carte jointe au présent règlement comme **Annexe 3** ou à moins de trois kilomètres de l'un ou l'autre de ces territoires, sauf si, en raison de l'état des lieux lorsqu'elle est implantée ou exploitée, elle demeure invisible ou constitue une éolienne à faible impact sur les paysages visibles à partir d'un chalet, camping ou site de villégiature localisé à l'intérieur de ces territoires. (R-2008-28, articles 3.a et 6)

### **6.3 Autres conditions applicables aux grandes éoliennes**

À l'intérieur des territoires identifiés aux feuillets B et C de la carte jointe au présent règlement comme **Annexe 3** pour en faire partie intégrante, toute nouvelle utilisation du sol, nouvelle construction, demande d'opération cadastrale ou morcellement de lot fait par aliénation visant l'implantation d'une grande éolienne est interdit à moins que les conditions particulières spécifiées aux **sous-articles 6.5 et 6.6** soient rencontrées.

### **6.4 Autres conditions applicables à certaines moyennes et petites éoliennes**

À l'intérieur de la portion du territoire des Cantons-Unis de Stoneham et Tewkesbury localisée au sud d'une ligne imaginaire localisée à deux kilomètres au nord de la rivière Jacques-Cartier et au nord d'une ligne imaginaire localisée à trois kilomètres au sud de la route 175, toute nouvelle utilisation du sol, nouvelle construction, demande d'opération cadastrale ou morcellement de lot fait par aliénation visant l'implantation d'une moyenne éolienne est interdit à moins que les conditions particulières spécifiées au **sous-article 6.5** soient rencontrées.

Sur le territoire de la MRC de l'Île d'Orléans, toute nouvelle utilisation du sol, nouvelle construction, toute demande d'opération cadastrale ou tout morcellement de lot fait par aliénation visant l'implantation d'une petite éolienne est interdit à moins que les conditions particulières spécifiées au **sous-article 6.5** soient rencontrées. (R. 2009-32, article 8) (R. 2010-40, a. 3)

### **6.5 Plan d'implantation et d'intégration architecturale ou règlement sur les usages conditionnels**

De manière à lever l'interdiction touchant l'implantation d'une éolienne visée aux sous-articles 6.3 et 6.4, la municipalité locale doit approuver le projet via un règlement sur les plans d'implantation et intégration architecturale (PIIA) ou un règlement sur les usages conditionnels. (R. 2010-40, a. 4)

### **6.6 Contingentement**

Les distances entre les projets éoliens comportant au moins une grande éolienne à l'intérieur des territoires des municipalités de la CMQ sont définies ci-après :

#### **• 6.6.1 Distance entre les projets éoliens**

À l'intérieur de tout territoire correspondant aux limites d'une municipalité locale de la CMQ, les distances entre les projets éoliens comportant au moins une grande éolienne sont définies ci-après :

##### **• Projet éolien comportant plus de deux grandes éoliennes :**

Les projets éoliens comportant plus de deux grandes éoliennes doivent être distants entre eux d'au moins douze kilomètres. Cette distance étant déterminée entre les grandes éoliennes les plus rapprochées de chacun des projets en cause.

##### **• Projet éolien comportant une ou deux grandes éoliennes :**

Les projets éoliens comportant une ou deux (1 ou 2) grandes éoliennes doivent être distants d'au moins deux kilomètres de tout projet éolien comportant une grande éolienne. Cette distance étant déterminée entre les grandes éoliennes les plus rapprochées des projets éoliens en cause. (R. 2008-28, article 3. b)

#### **6.7 Chemin d'accès (R. 2008-28, article 3. c)**

Un chemin nécessaire à des éoliennes ne peut être aménagé à moins de 15 mètres de toute propriété foncière voisine.

La largeur de l'emprise d'un chemin nécessaire à des éoliennes ne peut excéder 12 mètres. Cependant, lorsque le relief ou le drainage du terrain nécessite des travaux de remblai ou de déblai, la largeur maximale d'emprise pour la construction d'un tel chemin peut être augmentée à la largeur requise pour la stabilité de la surface de roulement plus les accotements, à la condition que les fossés de drainage et les talus aient une pente n'excédant pas 27 degrés ou 50 %.

Lorsque le relief ou le drainage du terrain nécessite un tracé de chemin ayant des courbes prononcées, la largeur maximale d'emprise pour la construction d'un chemin nécessaire à des éoliennes peut être augmentée à la largeur requise pour la stabilité de la surface de roulement plus les accotements, les fossés de drainage, les talus et la surface de roulement supplémentaire déterminée.

Lorsque le relief ou le drainage du terrain nécessite un remblai, un déblai ou un tracé de chemin ayant une ou des courbes prononcées, la surface de roulement ne peut excéder 10 mètres.

Lorsque la construction de chemins nécessaires à des éoliennes implique l'aménagement de talus, la végétalisation de ces derniers est obligatoire au plus tard l'année suivant celle de la construction.

#### **6.8 Poste de raccordement d'éoliennes (R. 2008-28, article 3. c)**

L'implantation de tout poste de raccordement d'une éolienne ou d'éoliennes est prohibée à l'intérieur d'un rayon de 100 mètres au pourtour de toute installation humaine. À l'inverse, toute nouvelle installation humaine ne peut être implantée à une distance inférieure à 100 mètres d'un poste de raccordement d'une éolienne ou d'éoliennes.

Les dispositions du premier alinéa ne s'appliquent pas aux infrastructures et équipements de la société Hydro-Québec.

#### **6.9 Infrastructure de transport d'électricité (R. 2008-28, article 3. c)**

Aucune infrastructure de transport d'électricité produite par une éolienne ne peut être aménagée à moins de 15 mètres de toute propriété foncière voisine, sauf lorsqu'il s'agit d'une structure de transport d'énergie électrique déjà en place.

Les dispositions du premier alinéa ne s'appliquent pas aux infrastructures et équipements de la société Hydro-Québec.

### **ARTICLE 7 – NORMES DE CONSTRUCTION, D'ENTRETIEN, DE REMPLACEMENT ET DE DÉMANTÈLEMENT**

#### **7.1 Apparence physique des éoliennes**

Afin de minimiser l'impact visuel dans le paysage, toute grande éolienne devra être blanche ou gris pâle et son support devra être de forme longiligne et tubulaire. Par ailleurs, toute trace de rouille, tache ou autre apparaissant sur une éolienne devra être peinte dans un délai de 90 jours suivant un avis écrit émis par l'officier responsable de l'émission des permis et certificat d'autorisation. (R. 2008-28, article 4)

#### **7.2 Raccordement des éoliennes au réseau électrique d'Hydro-Québec ou à tout bâtiment**

Le raccordement électrique des grandes et moyennes éoliennes jusqu'aux postes de raccordement élévateurs de tension doit être souterrain.

Toutefois, tel raccordement peut être aérien aux endroits où le réseau de fils doit traverser une contrainte physique comme un lac, un cours d'eau, un secteur marécageux ou une couche de roc.

Le raccordement électrique peut également être aérien lorsqu'il s'agit d'une structure de transport d'énergie électrique déjà existante, à la condition que cette dernière ne nécessite aucune modification.

Les dispositions du premier alinéa ne s'appliquent pas aux infrastructures et équipements de la société Hydro-Québec.

### **7.3 Affichage**

Tout affichage est prohibé sur une éolienne, sauf l'identification du promoteur ou du principal fabricant de l'éolienne et à la condition que cette identification soit faite sur la nacelle de l'éolienne. Telle identification peut être faite par un symbole, un logo ou par des mots. Seuls les côtés de la nacelle peuvent ainsi être identifiés, étant entendu que la dimension des symboles, logos ou mots ne peut excéder 50 % de la hauteur ou de la largeur des côtés.

### **7.4 Clôture d'un poste de raccordement**

Une clôture d'une hauteur de 2,5 mètres ayant une opacité supérieure à 80 % doit entourer tout poste de raccordement. À ces fins, l'ajout de bandes de plastique dans des clôtures de maille est interdit.

En lieu et place d'une clôture d'une opacité supérieure à 80 % décrite au premier alinéa, un assemblage constitué d'une clôture d'une hauteur de 2,5 mètres et d'une haie peut être réalisé. Cette haie doit être composée dans une proportion d'au moins 80 % de conifères à aiguilles persistantes ayant une hauteur d'au moins 3 mètres à maturité. L'espacement des arbres est de 1 mètre pour les cèdres et de 2 mètres pour les autres conifères.

### **7.5 Remblais et déblais**

Aucun remblai excédant d'un mètre le niveau existant du terrain avant la réalisation de tous travaux relatifs au projet n'est permis notamment aux endroits où sont enfouies les bases de béton qui soutiennent les éoliennes.

### **7.6 Entretien, réparation ou remplacement pendant la phase d'opération**

L'entretien, la réparation ou le remplacement d'une éolienne ou d'une pièce d'éolienne se fait en utilisant les accès ou le chemin utilisé lors de la phase de construction. Il en est de même pour l'infrastructure de transport de l'électricité produite.

### **7.7 Démantèlement d'une éolienne**

Toute petite et moyenne éolienne non fonctionnelle doit être démantelée dans un délai de 3 mois.

Toute grande éolienne non fonctionnelle doit être démantelée dans un délai de 12 mois.

Le démantèlement d'une éolienne vise toutes ses composantes (tours, nacelles, moyeux et pales), les lignes aériennes et souterraines du réseau collecteur d'électricité (fils et poteaux), le poste de transformation et toutes autres installations requises pour la construction et l'exploitation de l'éolienne incluant les routes d'accès.

Tous les équipements sont démantelés, évacués hors des sites et mis au rebut selon les normes et règlements alors en vigueur ou récupérés. Ceci vise les tours, les nacelles et les pales, le poste électrique, les lignes électriques enfouies, les lignes

aériennes et toutes les installations temporaires ou permanentes pour la construction ou l'exploitation de l'éolienne.

Sur les sites d'implantation des éoliennes, les socles de béton sont arasés sur une profondeur d'un mètre avant leur recouvrement par des sols propices à la croissance des végétaux. Les lignes du réseau collecteur ainsi que le poste électrique sont démantelés et les sols remis en état. Les sols sont régalés au besoin afin de redonner une surface la plus naturelle possible, puis le terrain est ensemencé, remis en culture ou reboisé, selon le cas.

Les sols sous les grandes et moyennes éoliennes, sous les transformateurs, dans le poste électrique et dans les aires de construction font l'objet d'une caractérisation chimique permettant de conclure à l'absence de contamination. Dans le cas contraire, les sols souillés sont enlevés selon la réglementation en vigueur. Les sols sont ainsi laissés sans souillures ou contamination qui auraient pu survenir au cours de l'exploitation ou de la désaffectation.

Les chemins d'accès, les aires de montage, d'entreposage et de manœuvre ainsi que tout bâtiment ou réseau électrique sont enlevés sauf pour ceux qui font l'objet d'une entente écrite particulière avec le propriétaire. Les chemins d'accès forestiers demeurent normalement en place pour la plupart ou sont reboisés selon les exigences du propriétaire.

## **ARTICLE 8 – PERMIS ET CERTIFICAT D'AUTORISATION (R. 2008-28, article 5. a)**

### **8.1 Obligation d'obtenir un permis ou un certificat d'autorisation (R. 2008-28, article 5. b)**

Quiconque désire ériger une construction ou réaliser un ouvrage visé par les dispositions du présent règlement doit obtenir, au préalable, un permis ou un certificat d'autorisation du fonctionnaire désigné.

Plus spécifiquement, l'obligation d'obtenir un permis ou un certificat d'autorisation s'applique à :

- l'implantation et l'érection d'une éolienne, le remplacement d'une pale ou de la turbine, le remplacement de l'éolienne ou son démantèlement ;
- l'aménagement d'un poste de raccordement ou d'une sous-station au réseau d'Hydro-Québec, à l'exclusion de l'infrastructure de transformation et de raccordement de l'électricité proprement dite.

### **8.2 Présentation de la demande de permis et certificat d'autorisation (R. 2008-28, article 5. c)**

Une demande de permis ou de certificat d'autorisation doit être transmise au fonctionnaire désigné sur le formulaire fourni à cet effet, signé par le propriétaire, son mandataire autorisé ou toute personne ayant les mêmes droits. Cette demande doit être accompagnée des renseignements et des documents exigés par le présent règlement.

### **8.3 Renseignements et documents requis au soutien d'une demande de permis ou certificat d'autorisation (R. 2008-28, article 5. d)**

Les renseignements et documents requis, pour qu'une demande de permis ou certificat d'autorisation soit considérée comme complète et fasse l'objet d'une étude sont les suivants, et ce, en plus de ceux requis en vertu de toute réglementation municipale applicable :

- 1° le nom, l'adresse et le numéro de téléphone du requérant et de son représentant autorisé, le cas échéant;
- 2° une copie conforme de toute entente entre le requérant et le ou les propriétaires fonciers intéressés directement par la demande, y compris

l'entente sur l'utilisation de l'espace et tout contrat d'octroi de droit de propriété superficière;

- 3° le plan de cadastre ou d'opération cadastrale du site faisant l'objet de la demande, s'il y a lieu;
- 4° une copie conforme de l'autorisation accordée par la Commission de protection du territoire agricole, lorsque requis par la Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles;
- 5° une copie conforme du ou des certificats d'autorisation du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, lorsque requis;
- 6° Pour tout projet impliquant au moins une grande éolienne, un plan à l'échelle, préparé par un arpenteur-géomètre ou un ingénieur, indiquant :
  - les points cardinaux;
  - les limites du ou des lots visés par la demande;
  - la localisation et les distances, dans un rayon de trois kilomètres, de toute construction, infrastructure, équipement ou autre entité visé par une norme prévue dans le présent règlement;
- 7° Pour tout projet impliquant au moins une moyenne éolienne, un plan à l'échelle, préparé par un arpenteur-géomètre ou un ingénieur, indiquant :
  - les points cardinaux;
  - les limites du ou des lots visés par la demande;
  - la localisation et les distances, dans un rayon de 500 mètres, de toute construction, infrastructure, équipement ou autre entité visé par une norme prévue dans le présent règlement;
- 8° Pour tout projet impliquant au moins une petite éolienne, un plan à l'échelle, préparé par un arpenteur-géomètre ou un ingénieur, indiquant :
  - les points cardinaux;
  - les limites du ou des lots visés par la demande;
  - la localisation et les distances, dans un rayon de 100 mètres, de toute construction, infrastructure, équipement ou autre entité visé par une norme prévue dans le présent règlement;
- 9° un document informatif démontrant, dans le cas d'une nouvelle éolienne, d'un nouveau projet de plus d'une éolienne et des infrastructures complémentaires qui y sont greffées :
  - l'emplacement exact de toute éolienne, sa hauteur, la justification du site projeté ainsi que la justification du tracé pour un chemin ou pour l'infrastructure de transport d'électricité;
  - lorsque requis en vertu de l'article 6.2, une analyse permettant d'établir la hauteur apparente d'une éolienne ou portion d'éolienne visible à partir des éléments suivants :
    - un lac ou secteur de villégiature identifié à l'**Annexe 5**;
    - un sentier de motoneige identifié à l'**Annexe 5**;
    - l'emprise des autoroutes et routes paysagères ou à forte valeur paysagère identifiées à l'**Annexe 5**;
    - la délimitation d'un site patrimonial défini en vertu de la Loi sur les Biens culturels du Québec (L.R.Q, chap. B-4) et identifié sur le feuillet B de l'**Annexe 6**;
    - les limites du parc national de la Jacques-Cartier et de la Forêt Montmorency;
    - un chalet, un camping ou un site de villégiature localisé dans la zone d'exploitation contrôlée (ZEC) Rivière-Blanche;
    - un chalet, un camping ou un site de villégiature localisé dans le territoire dit « Libre » sis dans le territoire non organisé du Lac-Croche;
  - toute alternative analysée par le requérant afin de minimiser les impacts du projet;
  - l'échéancier de réalisation des travaux;

- le coût des travaux ».

#### **8.4 Traitement de la demande de permis ou certificat d'autorisation (R. 2008-28, article 5. e)**

Lorsque la demande et son contenu sont conformes aux dispositions du présent règlement, le permis ou certificat d'autorisation est délivré dans les 60 jours de la date de réception de la demande. Si le requérant a formulé plusieurs demandes de façon simultanée, le délai d'émission est porté à 90 jours.

Si la demande ou les plans qui l'accompagnent sont incomplets ou imprécis, l'étude de la demande est suspendue jusqu'à ce que les renseignements nécessaires, dûment complétés, soient fournis par le requérant, et alors la demande est réputée avoir été reçue à la date de réception de ces renseignements additionnels.

Lorsque l'objet de la demande n'est pas conforme aux dispositions du présent règlement, le fonctionnaire désigné en avise, par écrit, le requérant dans le délai applicable à l'émission du permis ou certificat d'autorisation.

#### **8.5 Validité du permis ou certificat d'autorisation (R. 2008-28, article 5. e)**

Un permis ou certificat d'autorisation émis aux fins de l'implantation d'une éolienne construite à des fins principales d'alimentation d'un réseau de transport ou de distribution d'un réseau électrique public est valide pour une période de sept-cent-trente (730) jours, renouvelable une fois, pour une nouvelle période de 730 jours.

Un permis ou certificat d'autorisation émis aux fins de l'implantation d'une éolienne accessoire est valide pour une période de trois-cent-soixante-cinq (365) jours, renouvelable une fois, pour une nouvelle période de 365 jours.

#### **8.6 Frais liés à la demande de permis ou certificat d'autorisation (R. 2008-28, article 5. e)**

Le requérant d'un permis ou certificat d'autorisation doit défrayer les coûts associés à sa demande en conformité avec la tarification en vigueur dans la municipalité où la demande est déposée.

Compte tenu de la complexité de l'étude d'une demande de permis ou certificat d'autorisation d'implantation d'une éolienne et des infrastructures complémentaires, les déboursés suivants s'appliquent, lesquels s'ajoutent au montant prévu à la tarification en vigueur dans la municipalité régionale et locale :

<b>Type de demande de permis ou de certificat</b>	<b>Frais</b>
Une première éolienne	1 000,00 \$
Chaque éolienne subséquente à la première éolienne, dans le cas d'une demande multiple	500,00 \$
Poste de raccordement ou sous-station de l'électricité produite au réseau d'Hydro-Québec	250,00 \$
Une éolienne accessoire à un bâtiment ou usage principal	100,00 \$

### **ARTICLE 9 – ADMINISTRATION**

#### **9.1 Fonctionnaire désigné**

L'administration du présent règlement est confiée au fonctionnaire de la municipalité concernée désigné à cette fin par celle-ci et dont la nomination est acceptée par la Communauté.

#### **9.2 Rôles et pouvoirs du fonctionnaire désigné**

- Le fonctionnaire désigné aux fins de l'application du règlement :

- veille à l'administration du présent règlement ;
  - émet les constats d'infraction aux contrevenants ;
  - réfère, pour toute question d'interprétation ou d'application du présent règlement, à la Communauté ;
  - transmet à la Communauté et à la municipalité concernée copie de tout constat d'infraction émis ;
  - tient un registre des demandes complétées et des certificats émis ;
- ii) Le fonctionnaire désigné peut visiter et examiner, entre 7 h et 19 h, toute propriété mobilière et immobilière, ainsi que l'intérieur et l'extérieur de toute maison, bâtiment, édifice ou construction quelconque pour constater si le présent règlement y est exécuté.

Les propriétaires, locataires, exploitants ou occupants de tels lieux sont obligés de recevoir le fonctionnaire désigné et de répondre à toutes les questions qui leur sont posées relativement à l'exécution du présent règlement.

## **ARTICLE 10 – INFRACTIONS ET AMENDES**

- 10.1** Toute contravention au présent règlement constitue une infraction et est prohibée.
- 10.2** Quiconque contrevient à l'une des dispositions du présent règlement commet une infraction et est passible, pour une première infraction, d'une amende minimale de 500,00 \$ si le contrevenant est une personne physique ou de 1 000,00 \$ si le contrevenant est une personne morale, et d'une amende maximale de 1 000,00 \$ si le contrevenant est une personne physique ou de 2 000,00 \$ si le contrevenant est une personne morale. En cas de récidive, ces montants sont doublés.
- 10.3** Si une infraction dure plus d'un jour, l'infraction commise à chacune des journées constitue une infraction distincte et les pénalités édictées pour chacune des infractions peuvent être imposées pour chaque jour que dure l'infraction.
- 10.4** Dans tous les cas, les frais de la poursuite sont en sus.
- 10.5** Une personne qui accomplit ou omet d'accomplir quelque chose en vue d'aider une personne à commettre une infraction au présent règlement ou qui conseille, encourage ou incite une personne à commettre une infraction, commet elle aussi l'infraction et est passible de la même peine et est exposée aux mêmes recours.
- 10.6** Un administrateur ou un dirigeant d'une personne morale qui amène cette personne morale par un ordre, une autorisation, un conseil ou un encouragement à refuser ou à négliger de se conformer aux prescriptions du présent règlement commet une infraction et est passible des mêmes peines que celles prévues à l'article 10.2 et est exposé aux mêmes recours.
- 10.7** Commet également une infraction qui la rend passible des peines prévues à l'article 10.2 et qui l'expose aux mêmes recours, toute personne qui, afin d'obtenir un certificat d'autorisation, certificat ou un permis en vertu du présent règlement, fait une déclaration au fonctionnaire désigné sachant qu'elle est fautive ou trompeuse.
- 10.8** Commet également une infraction qui le rend passible des peines prévues à l'article 10.2 et l'expose aux mêmes recours, le propriétaire ou l'occupant d'un sol sur lequel est commise une infraction au présent règlement.

## **ARTICLE 11 – REMPLACEMENT DU RÈGLEMENT 2006-21**

Le règlement n° 2006-21 de la CMQ est remplacé par le présent règlement.

## **ARTICLE 12 – ENTRÉE EN VIGUEUR**

Le présent règlement entre en vigueur conformément à la loi.

## RÈGLEMENT NO 2011-43

### **MODIFIANT À NOUVEAU LE RÈGLEMENT DE CONTRÔLE INTÉRIMAIRE NUMÉRO 2007-22 REMPLAÇANT LE RÈGLEMENT DE CONTRÔLE INTÉRIMAIRE NUMÉRO 2006-21 RÉGISSANT L'IMPLANTATION, L'EXPLOITATION ET LE DÉMANTÈLEMENT D'ÉOLIENNES**

À une séance ordinaire du conseil de la Communauté métropolitaine de Québec (CMQ) tenue le 27 janvier 2011 au siège social de la Communauté, à 9 h 45, les membres présents formant quorum.

CONSIDÉRANT QUE la CMQ a adopté le règlement de contrôle intérimaire n° 2007-22 remplaçant le règlement de contrôle intérimaire n° 2006-21 régissant l'implantation, l'exploitation et le démantèlement d'éoliennes sur son territoire;

CONSIDÉRANT QUE le règlement de contrôle intérimaire n° 2007-22 de la CMQ régissant l'implantation, l'exploitation et le démantèlement d'éoliennes sur son territoire est entré en vigueur le 19 juin 2007;

CONSIDÉRANT QUE certaines mesures prévues dans le règlement de contrôle intérimaire n° 2007-22 pourraient avoir des impacts négatifs sur l'environnement des milieux présentant de forts reliefs où sont prévus des projets éoliens notamment en ce qui a trait à la construction des chemins nécessaires à l'implantation des éoliennes et aux travaux de déblais et de remblais nécessaires dans le cadre des projets éoliens;

CONSIDÉRANT QUE des projets éoliens sont autorisés à l'amont des bassins versants des prises d'eau de la Ville de Québec installées dans la rivière Saint-Charles et la rivière Montmorency;

CONSIDÉRANT QUE des projets éoliens sont autorisés à l'amont des bassins versants d'une prise d'eau de la Ville de Beauport installée dans la rivière Saint-Anne;

CONSIDÉRANT QUE la CMQ désire préserver la qualité de l'eau des bassins versants alimentant les prises d'eau potable de son territoire;

CONSIDÉRANT QUE la Communauté métropolitaine de Québec (CMQ) a adopté et mis en vigueur le règlement de contrôle intérimaire n° 2010-41 visant à limiter les interventions humaines dans les bassins versants des prises d'eau de la Ville de Québec installées dans la rivière Saint-Charles et la rivière Montmorency;

CONSIDÉRANT QUE les projets éoliens autorisés à l'amont des bassins versants des prises d'eau de la Ville de Québec installées dans la rivière Saint-Charles et la rivière Montmorency ne sont pas régis par le règlement de contrôle intérimaire n° 2010-41 visant à limiter les interventions humaines dans les bassins versants des prises d'eau de la Ville de Québec installées dans la rivière Saint-Charles et la rivière Montmorency;

CONSIDÉRANT QU'il y a lieu de modifier à nouveau le règlement de contrôle intérimaire n° 2007-22 afin que les projets éoliens prennent en compte certaines règles liées à la présence des prises d'eau sises en aval des secteurs autorisant l'implantation d'éoliennes et que soit précisées les règles applicables en ce qui a trait à la construction des chemins nécessaires à l'implantation des éoliennes et aux travaux de déblais et de remblais nécessaires dans le cadre des projets éoliens;

CONSIDÉRANT QU'il y a également lieu de modifier le règlement de contrôle intérimaire n° 2007-22 afin de préciser certaines règles relatives à l'apparence physique des grandes éoliennes;

EN CONSÉQUENCE, il est proposé par Mme Michelle Morin-Doyle et appuyé par M. Pierre Lefrançois d'amender le règlement n° 2007-22 conformément à ce qui suit :

Le règlement n° 2007-22 de la Communauté métropolitaine de Québec (CMQ), tel qu'amendé, est modifié :

## **ARTICLE 1**

L'article 6.7 modifié est remplacé par le suivant :

### **6.7 Chemin d'accès et aire d'assemblage nécessaire à des éoliennes**

#### **6.7.1 Emprise et aménagement d'un chemin ou d'une aire d'assemblage nécessaire à des éoliennes**

Un chemin nécessaire à des éoliennes ne peut être aménagé à moins de 15 mètres de toute propriété foncière voisine.

La largeur de l'emprise d'un chemin nécessaire à des éoliennes ne peut excéder 12 mètres. Cependant, lorsque le relief ou le drainage du terrain nécessite des travaux de remblai ou de déblai, la largeur maximale d'emprise pour la construction d'un tel chemin peut être augmentée jusqu'à quatre (4) fois la surface de roulement, soit au maximum 40 mètres, pour assurer la stabilité de la surface de roulement plus les accotements, à la condition que les fossés de drainage et les talus aient une pente inférieure à 50 % (2H : 1V). Si la pente est plus abrupte, elle doit être stabilisée là où l'érosion risque de créer un apport de sédiments dans un cours d'eau ou un lac par un géotextile et un enrochement avec clé ou selon toute autre méthode approuvée selon la procédure définie à l'article 6.11.

Lorsque le relief ou le drainage du terrain nécessite un tracé de chemin ayant des courbes prononcées, la largeur maximale d'emprise pour la construction d'un chemin nécessaire à des éoliennes peut être augmentée à la largeur requise jusqu'à quatre (4) fois la surface de roulement, soit au maximum 40 mètres, pour assurer la stabilité de la surface de roulement plus les accotements, les fossés de drainage, les talus et la surface de roulement supplémentaire déterminée à la condition que les fossés de drainage et les talus aient une pente inférieure à 50 % (2H : 1V). Si la pente est plus abrupte, elle doit être stabilisée là où l'érosion risque de créer un apport de sédiments dans un cours d'eau ou un lac par un géotextile et un enrochement avec clé ou selon toute autre méthode approuvée selon la procédure définie à l'article 6.11.

Lorsque le relief ou le drainage du terrain nécessite un remblai, un déblai ou un tracé de chemin ayant une ou des courbes prononcées, la surface de roulement ne peut excéder 10 mètres.

Lorsque la construction d'un chemin ou d'une aire d'assemblage nécessaire à des éoliennes implique l'aménagement de talus, la végétalisation de ces derniers est obligatoire dans les six (6) mois de la fin des travaux de construction du chemin ou de l'aire d'assemblage à l'exception des mois de décembre, de janvier, de février et de mars. Dans ce dernier cas, la végétalisation doit se faire au plus tard au mois de juin qui suit la fin des travaux de construction.

Lorsque l'implantation d'une éolienne nécessite une aire d'assemblage, cette aire ne peut pas excéder 8 000 mètres carrés et doit être redimensionnée à la suite des travaux d'implantation pour ne conserver que la superficie nécessaire à leur entretien, soit une superficie maximale de 800 mètres carrés par éolienne. Pour ce faire, les surfaces non requises doivent être remises en état dans les six (6) mois de la fin des travaux d'implantation de l'éolienne à l'exception des mois de décembre, de janvier, de février et de mars. Dans ce dernier cas, la végétalisation doit se faire au plus tard au mois de juin qui suit la fin des travaux d'implantation.

## **ARTICLE 2**

L'article 7.5 est remplacé par le suivant :

### **7.5 Remblais et déblais**

À l'exception des remblais et déblais relatifs à un chemin ou à une aire d'assemblage nécessaire à des éoliennes, aucun remblai excédant d'un mètre le niveau existant du

terrain avant la réalisation de tous travaux relatifs au projet n'est permis notamment aux endroits où sont enfouies les bases de béton qui soutiennent les éoliennes.

### ARTICLE 3

Les articles suivants sont ajoutés après l'article 6.7.1:

#### **6.7.2 Distance minimale d'un chemin ou d'une aire d'assemblage nécessaire à une éolienne par rapport à un cours d'eau ou à un lac**

Nul ne peut construire un chemin ou une aire d'assemblage nécessaire à une éolienne dans une aire de concentration d'oiseaux aquatiques, dans les 60 m d'un lac ou d'un cours d'eau à écoulement permanent ni dans les 30 m d'un cours d'eau à écoulement intermittent, mesurés entre la ligne naturelle des hautes eaux et le fossé bordant le chemin ou l'aire d'assemblage du côté du cours d'eau ou du lac. Toutefois, la distance minimale entre un chemin, calculée à la limite de l'emprise du chemin, et la ligne des hautes eaux d'un cours d'eau ou d'un lac peut être réduite à 20 mètres aux conditions suivantes :

- aucun prélèvement de matériel à l'extérieur des fossés n'est autorisé;
- le tapis végétal et les souches doivent être maintenus;
- la largeur de l'emprise est inférieure à 20 mètres;
- les remblais et les déblais du chemin doivent avoir une pente inférieure à 1,5H : 1V ou, si la pente est plus abrupte, elle doit être stabilisée là où l'érosion risque de créer un apport de sédiments dans un cours d'eau ou un lac par un géotextile et un enrochement avec clé ou selon toute autre méthode approuvée selon la procédure définie à l'article 6.11;
- les remblais et les déblais doivent être stabilisés et revégétalisés dans les six (6) mois de la fin des travaux de construction du chemin à l'exception des mois de décembre, de janvier, de février et de mars. Dans ce dernier cas, la végétalisation doit se faire au plus tard au mois de juin qui suit la fin des travaux de construction.

Malgré le premier alinéa, la distance minimale entre un chemin, calculée à la limite de l'emprise du chemin, et la ligne des hautes eaux d'un cours d'eau peut être réduite à 10 mètres aux conditions suivantes :

- sur une distance maximale de 100 mètres;
- aucun prélèvement de matériel à l'extérieur des fossés n'est autorisé;
- le tapis végétal et les souches doivent être maintenus;
- la largeur de l'emprise est inférieure à 20 mètres;
- les remblais et les déblais du chemin doivent avoir une pente inférieure à 1,5H : 1V ou si la pente est plus abrupte, elle doit être stabilisée là où l'érosion risque de créer un apport de sédiments dans un cours d'eau ou un lac par un géotextile et un enrochement avec clé ou selon toute autre méthode approuvée selon la procédure définie à l'article 6.11;
- les remblais et les déblais doivent être stabilisés et revégétalisés dans les six (6) mois de la fin des travaux de construction du chemin à l'exception des mois de décembre, de janvier, de février et de mars. Dans ce dernier cas, la végétalisation doit se faire au plus tard au mois de juin qui suit la fin des travaux de construction.

La traversée d'un cours d'eau par un véhicule à moteur est autorisée en présence d'un aménagement permettant que la traversée s'effectue sans contact avec le littoral.

#### **6.7.3 Détournement des eaux de fossés et évacuation de l'eau de ruissellement de la surface du chemin ou d'une aire d'assemblage nécessaire à des éoliennes**

Dans le cas d'un chemin ou d'une aire d'assemblage construit sur un terrain dont la pente se trouve dans le bassin versant d'un cours d'eau ou un lac, les eaux des fossés bordant ces ouvrages doivent être retenues et détournées vers la végétation en aménageant un canal de dérivation d'une longueur minimale de 20 mètres.

L'extrémité du canal doit être orientée du côté opposé au cours d'eau. De plus, les dispositions suivantes s'appliquent à l'aménagement du canal :

- le premier détournement de l'eau de fossé doit se situer entre 20 et 30 mètres de la ligne des hautes eaux d'un cours d'eau ou d'un lac;
- le canal de déviation est constitué d'au moins un bassin de sédimentation;
- le bassin de sédimentation doit avoir entre 2 à 4 mètres de diamètre à la partie supérieure et une profondeur de 1,5 à 2 mètres;
- le bassin doit être constitué de gravier ou de pierres pour en assurer la stabilité;
- si l'inclinaison du chemin est inférieure à 9 %, ou dans le cas d'une aire d'assemblage, le canal de dérivation ne doit pas drainer plus de 150 mètres de fossé;
- si l'inclinaison du chemin est de 9 % et plus, le canal de dérivation ne doit pas drainer plus de 65 mètres de fossé.

L'eau de ruissellement de la surface d'un chemin doit être dirigée et évacuée vers les fossés ou les bassins de sédimentation. Pour ce faire, il faut :

- surélever la surface du chemin d'un minimum de 30 centimètres d'épaisseur et sur une longueur d'au moins 20 mètres de chaque côté du cours d'eau (dos d'âne) afin de diriger l'eau de ruissellement vers les fossés;
- concevoir des digues (bourrelets) de 50 centimètres de large et d'un minimum de 30 centimètres de hauteur de part et d'autre de la chaussée. La digue peut être construite en gravier compacté et stabilisé ou de mousses (sphaignes ou mousses).

#### **ARTICLE 4**

L'article suivant est ajouté après l'article 6.9 :

##### **6.10 Orniérage lors des opérations d'abattage d'arbres nécessaires à l'implantation d'une éolienne**

Une digue de déviation doit être aménagée en présence d'ornières, soit l'aménagement de tranchées obliques dans les ornières. Chaque tranchée doit avoir un minimum de 30 centimètres de profondeur. Un monticule doit être aménagé d'une hauteur minimale de 30 centimètres sur le côté aval de la digue. Chaque tranchée doit former un angle d'environ 30 degrés avec la perpendiculaire qui coupe l'ornière.

Les eaux s'écoulant dans les ornières doivent être détournées à plus de 20 mètres d'un cours d'eau ou d'un lac, calculé à partir de la ligne des hautes eaux.

#### **ARTICLE 5**

L'article suivant est ajouté après l'article 6.10 :

##### **6.11 Procédure applicable à la construction d'un chemin ou d'une aire de montage nécessaire à une éolienne autre que celle décrite à l'article 6.7.1**

Sous réserve de toute autre disposition applicable du présent règlement, les fossés de drainage et les talus de remblai et de déblai ayant une pente supérieure à 50 % (2H : 1V) sont autorisés si, à défaut d'être stabilisée là où l'érosion risque de créer un apport de sédiments dans un cours d'eau ou un lac par un géotextile et un enrochement avec clé, les plans les concernant ont été approuvés conformément à l'article 145.19 de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* (L.R.Q., c. A-19.1) et que le règlement sur les plans d'implantation et d'intégration architecturale de la municipalité en vertu duquel ces plans ont été approuvés comprend minimalement les objectifs et les critères suivants :

- là où l'érosion risque de créer un apport de sédiments dans un cours d'eau ou un lac, les pentes doivent être stabilisées par une méthode permettant d'éviter l'érosion, la mobilisation et l'apport de sédiments dans le réseau hydrique;
- la technique ou les techniques de conception utilisées pour gérer les eaux de ruissellement doivent, durant les phases de construction et d'exploitation des ouvrages, permettre d'infiltrer, de régulariser et d'emmagasiner les eaux de pluie et les eaux de ruissellement de façon à maintenir l'hydraulicité naturelle du cours d'eau, à respecter la capacité de support d'un cours d'eau ou d'un lac, à éviter

l'apport ponctuel ou chronique de sédiments dans les lacs et cours d'eau et prévenir l'érosion de leurs berges.

Le règlement sur les plans d'implantation et d'intégration architecturale doit également exiger que les plans et documents soumis pour l'obtention de l'autorisation soient préparés et signés par un ingénieur et comprennent les informations nécessaires pour l'atteinte des objectifs et critères du règlement dont :

- la localisation des infrastructures présentes et projetées;
- la topographie existante et projetée du site;
- l'hydrographie et l'hydrologie du site dans lesquels les eaux pluviales seront rejetées;
- la description et la délimitation des axes d'écoulement projetés des eaux pluviales;
- la délimitation des zones inondables 1-100 ans, le cas échéant;
- la localisation des zones sensibles à l'érosion et les mesures d'atténuation préconisées;
- la description et la localisation des mesures préconisées pour limiter la mobilisation des sédiments;
- la localisation des ouvrages de captage des sédiments et/ou des zones de sédimentation des particules;
- l'élaboration d'un protocole d'entretien des ouvrages et des mesures d'atténuation, le cas échéant;
- la démonstration que la méthode utilisée et que les ouvrages ainsi conçus permettent d'atteindre les objectifs et les critères fixés.

## **ARTICLE 6**

L'article 7.1 est remplacé par le suivant :

### **7.1 Apparence physique des éoliennes**

Afin de minimiser l'impact visuel dans le paysage, le support de toute moyenne ou grande éolienne devra être de forme longiligne et tubulaire. De plus, à l'égard des grandes éoliennes, les pales, les nacelles, les mâts, les supports et les fûts doivent être entièrement d'une seule couleur, soit blanche ou gris pâle. Toutefois, le tiers (1/3) inférieur du mât, support ou fût de l'éolienne peut être peint, en un dégradé de couleur verte, sur une hauteur maximale de 20 mètres.

Par ailleurs, toute trace de rouille, tache, graffiti ou autre apparaissant sur une éolienne devra être peinte dans un délai de 90 jours suivant un avis écrit émis par l'officier responsable de l'émission des permis et certificats d'autorisation.

## **ARTICLE 7 – ENTRÉE EN VIGUEUR**

Le présent règlement entre en vigueur conformément à la loi.

Québec, le 27 janvier 2011.

---

RÉGIS LABEAUME, PRÉSIDENT

---

BENOÎT MASSICOTTE, SECRÉTAIRE



## Annexe B

---

Documents techniques fournis par Enercon :

B-1 Information sur les systèmes de sécurité pour  
prévenir les fuites de polluants de l'eau;

B-2 Fiches techniques des éoliennes;





## Safety systems in E-82 wind turbines to prevent water pollutants from leaking

### Table of Contents:

Brief description of E-82 wind turbine components	Page 1
Description of liquids / lubricants used	Pages 2-4

### General information:

Unlike conventional systems, only a minimum amount of water pollutants is required in our gearless E-82 wind turbines. In order to prevent these substances from leaking in the event of a fault, the following safety systems have been developed:

1. Gear: E-82 wind turbines have no main gear as their rotors are directly connected to an annular generator which does not require any increase in speed. For this reason, the usual amount of 200 l gear oil required in conventional systems is not necessary for our wind turbines.

2. Yaw gear: The E-82 turbine has 6 yaw gears which align the nacelle with the wind direction. Each gear contains approximately 7l of oil. The electric motors are seated directly on top of these gears. The gears are installed inside the main carrier which collects the entire amount of oil. In addition oil pans are fitted underneath the yaw drives.

3. Pitch control: A pitch motor activates the pitch gear of each of the three E-82 rotor blades. The pitch gears only contain 4 litres of gear oil. The entire nacelle and rotor head are enclosed in an aluminium casing which collects any oil leakage.

4. Roller bearing lubrication: The tooth flanks and bearings in E-82 wind turbines are greased with special lubricants. The lubricated parts are either encapsulated so that grease cannot leak out or excess lubricant is collected in special pouches fitted to the aluminium casing.

### 5. Lubricant supply for bearings:

Permanent lubricators supply the roller bearings and pivot bearings of the E-82 turbine with lubricant. Each of these sealed cartridges contains 125 ml of lubricant. These are replaced during regular maintenance operations.

The E-82 turbine can be optionally equipped with a central lubrication system for the spinner area. This electronically controlled system comprises a leak monitoring feature and is refilled during maintenance.

6. Transformer oil: The transformer is located either at the base of the tower or in a station outside the tower. In the station, the concrete sump is completely sealed and deep enough to contain the entire amount of transformer oil (870 - 1500 litres depending on the type of transformer). If the transformer is inside the tower base, it is set on a steel floor sump able to contain the entire volume of oil. The oil sumps in the stations and tower bases are oil-tight in accordance with § 19 WHG (German Water Resources Act).

For further questions, do not hesitate to contact us.  
i.A. R. Kelling



<b>1</b>	<b>Yaw gear</b>
Unit / component description	Yaw gear to align nacelle on top of tower with wind direction; fixed position in main carrier
Number	6 gears
Amount of oil per unit	<b>7 l</b>
Type of product	Gear oil, liquid
Product name	MOBILGEAR SHC 460, alternative: RENOLIN Unisyn CLP 220
Description	Synthetic hydrocarbons and additives
Water hazard class (German regulation)	1
Technical equipment / safety system	Closed cast metal housing; completely sealed; vertical position in main carrier; main carrier or aluminium sumps collect oil leakage
Inspection	Check for leaks during service inspections (twice a year)
Handling water pollutants	Not in wind turbine as delivered completely assembled
<b>2</b>	<b>Pitch gear</b>
Unit / component description	Pitch gear to control blade angle, installation on rotor hub, turns with hub
Number	<b>3</b>
Amount of oil per unit	4l (depending on type)
Type of product	Gear oil, liquid
Product name	MOBILGEAR SHC 460, alternative: RENOLIN Unisyn CLP 220
Description	Synthetic hydrocarbons and additives
Water hazard class (German regulation)	1
Technical equipment / safety system	Closed cast metal housing; completely sealed; aluminium rotor casing collects possible oil leakage
Handling water pollutants	No handling in wind turbine, unit already completely assembled on delivery
Inspection	Check for leaks during service inspections (twice a year)
<b>3</b>	<b>Gear wheel lubrication</b>
Unit / component description	Yaw and pitch control drive gear wheels (pinion and gear rim)
Number	9 pinions in total
Amount	Grease lubrication
Type of product	Automotive grease
Product name	MOBILGEAR OGL 461
Description	Hydrocarbons and additives
Water hazard class (German regulation)	Class 2 (in accordance with VwVwS dated 17 May 1999)
Technical equipment / safety system	Toothings in sealed housing
Handling water pollutants	No handling in wind turbine, unit already completely assembled on delivery
Inspection	During service inspections, check for conspicuous leaks (twice a year)
<b>4</b>	<b>Yaw bearing lubrication</b>



Unit / component description	Nacelle bearing on tower, cartridges for permanent lubrication; type: Perma
Number	1 pivot bearing
Amount	Grease lubrication
Type of product	Roller bearing grease
Product name	Mobilith SHC 460
Description	Synthetic hydrocarbons and additives
Water hazard class (German regulation)	Class 2 (in accordance with VwVwS dated 17 May 1999)
Technical equipment / safety system	Closed four-point bearing
Handling water pollutants	No handling in wind turbine, unit already completely assembled on delivery
Inspection	During service inspections, check for conspicuous leaks (twice a year)
<b>5</b>	Permanent lubricator
Unit / component description	Cartridges for permanent lubrication Type: PERMA, automatic lubricator
Number	24 greasing points in spinner area
Amount	125 ml
Type of product	Roller bearing grease
Product name	MOBILITH SHC 460 (see above)
Description	Synthetic hydrocarbons and additives
Water hazard class (German regulation)	Class 2 (in accordance with VwVwS dated 17 May 1999)
Technical equipment / safety system	Sealed cartridges
Handling water pollutants	Cartridges are ready for use on delivery and replaced as is; ENERCON disposes of used cartridges
Inspection	During service inspections, check for conspicuous leaks (twice a year)
<b>6</b>	Alternative for pos. 6 (permanent lubricator)
Unit / component description	Central lubrication system for spinner area
Number	1 system with 24 greasing points
Amount	4 kg max.
Type of product	Roller bearing grease
Product name	MOBILITH SHC 460 (see above)
Description	Synthetic hydrocarbons and additives
Water hazard class (German regulation)	Class 2 (in accordance with VwVwS dated 17 May 1999)
Technical equipment / safety system	Closed system
Handling water pollutants	Ready for use on delivery; refilled during maintenance (max. 4 kg/a)
Inspection	Leak monitoring via remote monitoring system; additional inspection during maintenance



<b>7</b>	<b>Transformer station / transformer unit</b>			
Unit / component description	Transformer station according to separate description (A separate transformer station description is available on request.)			
Number	1 transformer for each wind turbine			
Amount	870 litres – 1500 litres			
Type of product	Transformer oil according to IEC-296 or IEC 836 depending on type			
Product name	DOW-Corning 561	Rhodorsil-Öl 604 V 50	NYNAS-NYTRO 10GBN	MIDEL 7131
Description	Mixture of highly refined mineral oils			
Water hazard class (German regulation)	1	1	1	0
Technical equipment / safety system	Transformer in transformer station: oil sump on station floor collects oil; specialist company installs station in accordance with § 19 WHG (German Water Resources Act), station can also be installed in water protection zones Transformer in tower base: transformer is installed over galvanised steel sump which can collect entire amount of oil;			
Handling water pollutants	No handling in wind turbine, unit already completely assembled on delivery			
Inspection	Check for leaks during service inspections (twice a year)			

## Technical Description

### E-82 E2

<b>© by ENERCON GmbH. All rights reserved.</b>		<b>Translation Information</b>	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	VI	Revised/date:	VI-Technical Description E-82 E2_Rev000 ger-
Approved/date:		Reference:	eng.doc
Revision	000/14.08.2009		

Table of Contents

<b>1</b>	<b>Brief Description.....</b>	<b>3</b>
1.1	The ENERCON Concept .....	4
1.2	Rotor .....	6
1.3	Generator .....	6
1.4	Grid feed unit.....	7
1.5	Yaw control.....	9
1.6	Safety system .....	9
1.7	Control system .....	10
<b>2</b>	<b>Control System.....</b>	<b>11</b>
2.1	Response to safety relevant sensor messages .....	11
2.2	Starting the turbine .....	11
2.3	Normal operation .....	11
2.4	Idle mode.....	12
2.5	Stopping the turbine .....	12
2.6	Lack of wind .....	13
2.7	Storm.....	14
2.8	Yaw control.....	14
<b>3</b>	<b>Technical specifications:.....</b>	<b>16</b>

*ENERCON reserves the right to make any technical changes and improvements at any time without prior notice.*

<b>© by ENERCON GmbH. All rights reserved.</b>		<b>Translation Information</b>	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	VI	Revised/date:	VI-Technical Description E-82 E2_Rev000 ger-
Approved/date:		Reference:	eng.doc
Revision	000/14.08.2009		



The main objective of ENERCON design and engineering is to minimise loads. All turbine components are developed and constructed accordingly. The result is a turbine which is, amongst other things, convincing due to its low load level and long service life.

Output controlled by variable speed allows the E-82 E2 to attain maximum operation efficiency without increasing operating loads in the full and partial load ranges and at the same time prevents undesirable output peaks thus guaranteeing excellent yield and a high quality of power fed into the grid.

## 1.1 The ENERCON Concept

ENERCON wind energy converters are characterised by the following features:

The inner ring of the ENERCON annular generator and the rotor of the E-82 E2 form one unit. These two components are flanged directly to the hub so that they both rotate at the same low speed. Since there are no gears or other fast-rotating parts, energy loss between generator and rotor, noise emissions, the use of gear oil and mechanical wear are considerably reduced.

The output produced by the E-82 E2 generator is fed via the ENERCON grid connection system into the power supply company's grid. The ENERCON grid connection system comprises a rectifier/inverter unit (converter). This system ensures that high-quality electricity is fed into the power supply company's network.

Using the converter, this grid connection concept permits the E-82 E2's rotor to operate at variable speeds. The rotor rotates slowly at low wind speeds and quickly at high wind speeds. This optimises wind flow on the rotor blades. Moreover, variable speed also reduces loads caused by gusts.

Each of the three rotor blades is equipped with an electrical pitch system. The pitch system limits the rotor speed and the use of the wind's power thus allowing the output of the E-82 E2 to be reduced to rated power, even within a short period. By pitching the rotor blades into the feathered position, the rotor stops without mechanical brakes exerting load on the drive train.

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		Translation Information	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	VI	Revised/date:	VI-Technical Description E-82 E2_Rev000 ger-
Approved/date:	000/14.08.2009	Reference:	eng.doc
Revision			

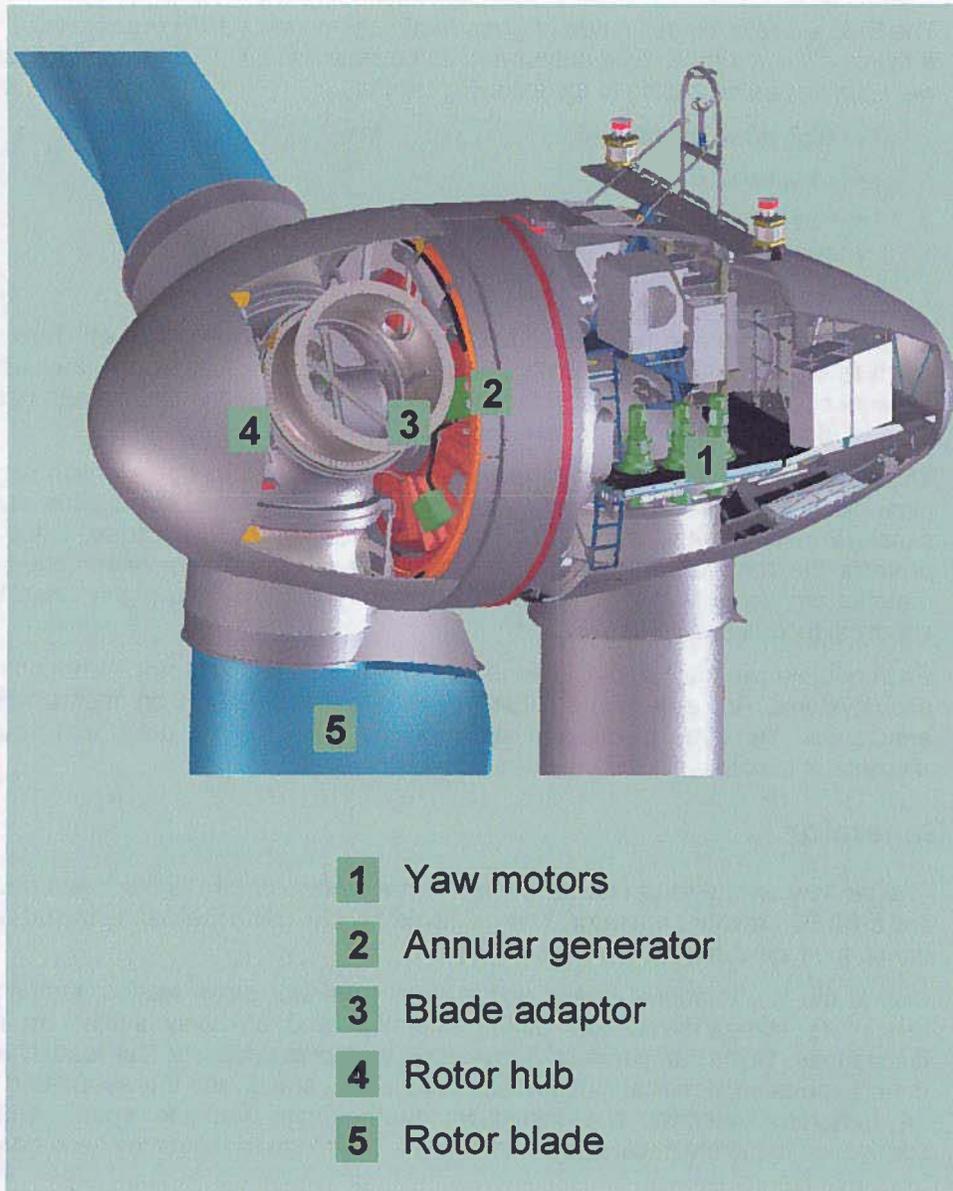


Figure 2: Illustration: Nacelle

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		Translation Information	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	VI	Revised/date:	VI-Technical Description E-82 E2_Rev000 ger-eng.doc
Approved/date:		Reference:	
Revision	000/14.08.2009		

## 1.2 Rotor

The E-82 E2 rotor blades made of glass reinforced plastic (GRP) (epoxy resin) have a major influence on turbine output and its noise emission. Their shape and profile were developed according to the following criteria:

- high power coefficient
- long service life
- low noise emissions
- low loads and
- less material

One special feature to be pointed out is the new rotor blade profile which extends down to the nacelle. This innovative design eliminates the loss of the inner air flow experienced with conventional rotor blades. Together with the streamlined nacelle, the use of prevailing winds is considerably optimised.

The rotor blades of the E-82 E2 were specially designed to operate with variable pitch control and variable speed. Due to this special profile, the blades are not sensitive to turbulence and dirt on the leading edge. On the outside, a top coat protects the rotor blades against environmental factors. The polyurethane-based material employed is highly resistant to abrasion, durable, and highly resistant to chemical factors and solar radiation.

Each of the three rotor blades is adjusted by independent microprocessor-controlled pitch systems. Angle encoders constantly monitor the set angle on each blade and ensure that the three blades are synchronised. This permits quick and accurate adjustment according to the prevailing wind conditions.

## 1.3 Generator

The air flow on the rotor blades drives the rotor which in turn is the direct drive for the E-82 E2 annular generator. The multipole ENERCON generator is based on the direct drive synchronous machine principle.

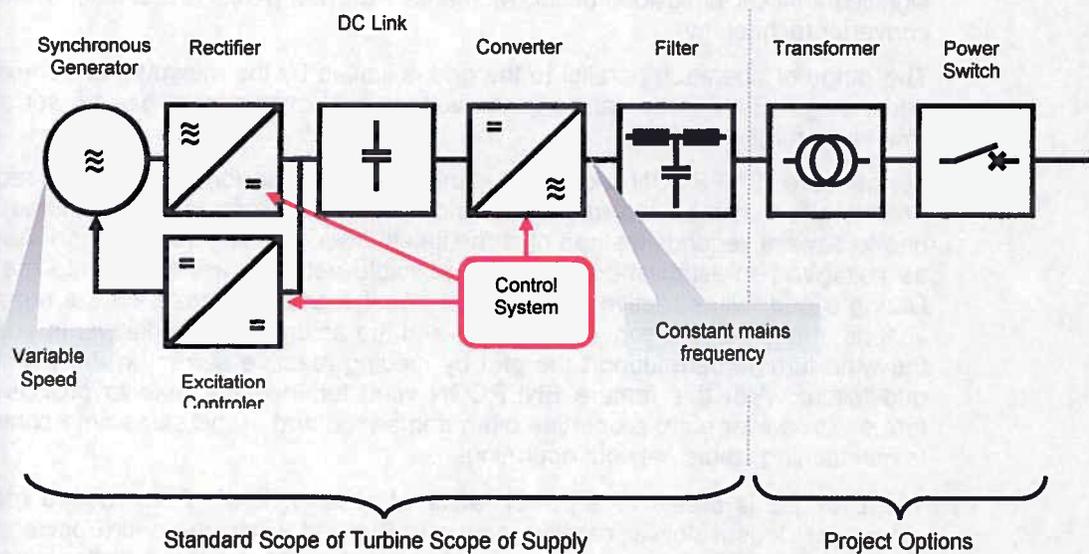
Due to the low rotational speed and a large generator cross-section, temperature levels are comparatively low during operation and are only subject to minor fluctuations. Slight temperature fluctuations and comparatively few load changes during operation significantly decrease mechanical stress and the associated wear on generator material and insulation. Furthermore, variable speed and the connection to the electrical grid via converters contribute to reducing speed peaks.

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		Translation Information	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	VI	Revised/date:	VI-Technical Description E-82 E2_Rev000 ger-eng.doc
Approved/date:		Reference:	
Revision	000/14.08.2009		

## 1.4 Grid feed unit

The annular generator is coupled with the grid via the ENERCON grid connection unit. The main components in this system are a rectifier, a DC link and modular inverters.

The grid feed unit, generator and pitch unit are all controlled to achieve maximum output and excellent grid compatibility.



Flexible coupling between the annular generator and the grid guarantees ideal output transmission conditions while reducing undesirable reactions between the rotor and the grid in both directions. Sudden changes in wind speeds are controlled in order to maintain stable grid feed. Concurrently possible grid failures have very little effect on the mechanics. The power fed from the E-82 E2 can be exactly regulated between 0 kW to 2300 kW.

Depending on the WEC configuration, different numbers of identical converter modules are available. They feed three-phase current from output on the low voltage side into the grid. Generally, a transformer directly in or near the turbine converts 400V to the desired high voltage.

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		Translation Information	
Author/date:	M. Lünighöner	Translated/date:	
Department:	VI	Revised/date:	VI-Technical Description E-82 E2_Rev000 ger-eng.doc
Approved/date:		Reference:	
Revision	000/14.08.2009		

With this converter technology, the wind energy turbine can be considered as a regulated source of power. As long as the voltage at the output terminals is within the permissible range, the converters feed symmetrical, sinusoidal current. The voltage at the output is affected by the feed but it is not actively controlled. If desired, a voltage regulator can be installed at the wind farm's point of common coupling.

Depending on the grid voltage phase angle and generator output, a target value for the current to be fed is generated. Three-phase current is then generated according to this target value with the power available in the DC link. This target value is compared to the actual current flow (actual value) every 100  $\mu$ s and corrected in the event of deviations. The current fed is sinusoidal and largely free of disruptive harmonic oscillations. A high frequency filter further reduces harmonics. No significant flicker emissions occur. Momentary current peaks are excluded with this converter technology.

The range of operation parallel to the grid is limited by the minimum and maximum grid voltage. Both these values (undervoltage and overvoltage) can be set as the limit value for the E-82 E2.

Furthermore, ENERCON provides turbines as "transmission" versions on request. This means that the wind turbine can ride through voltage dips (grid failures) from one to several seconds instead of immediately disconnecting from the grid. As soon as voltage is re-established maximum possible active power is fed into the grid. During a grid failure, active power is fed into the grid depending on the remaining voltage, the maximum converter current and the actual wind conditions. In addition, the wind turbine can support the grid by feeding reactive current in the event of a grid failure. With this feature ENERCON wind turbines are able to provide wind farms with power plant properties often demanded and at the same time contribute to maintaining stable network operation.

The E-82 E2 is preset to a power factor of  $\cos\phi=1$ . It does not require reactive power nor does it deliver reactive power to the grid within the entire power range from 0 to 2300 kW. Only active power is fed into the grid. Any equalization payments for reactive power demanded by some power supply network operators are not necessary.

However, if requested by the power supply network operators, it is also possible to run the turbine with an output factor of  $\neq 1$ . This enables the wind turbine to contribute to reactive power balance and to maintain the voltage in the grid. The maximum reactive power range varies depending on the turbine configuration. The active power being fed is not affected by reactive power being fed simultaneously.

The range of operation parallel to the grid is also determined by a lower and upper frequency limit value. The range between these frequency limits is much wider than in conventional energy production units thanks to ENERCON's flexible IGBT converter technology. ENERCON wind turbines can be used in grids with a rated frequency of 50 Hz or 60 Hz.

If these voltage or frequency limits cannot be maintained, the E-82 E2 control unit switches off all grid contactors in the inverter. This allows the E-82 E2 to immediately disconnect from the grid on all phases.

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		Translation Information	
Author/date:	M. Lünighöner	Translated/date:	
Department:	VI	Revised/date:	VI-Technical Description E-82 E2_Rev000 ger-
Approved/date:		Reference:	eng.doc
Revision	000/14.08.2009		

## 1.5 Yaw control

The yaw bearing is mounted directly at the top of the tower with an externally geared ring. The yaw bearing allows the nacelle to rotate, thus facilitating yaw control. Six adjustment drives (yaw gears) engage in the geared ring in order to adjust the nacelle to the wind direction. The yaw bearing also transmits the load of the nacelle to the tower. The main carrier is mounted directly on the yaw bearing.

## 1.6 Safety system

The safety system guarantees safe turbine operation in accordance with international standards and independent test institutes.

### 1.6.1 Brake System

Halting ENERCON turbine operation is done completely aerodynamically by pitching the rotor blades into the feathered position. The three independent pitch drives move the rotor blades into the feathered position within seconds (i.e. they are "driven out of the wind"). The speed of the turbine is diminished without applying additional load to the drive train. In order to reduce the rotor speed to a safe level, it would be sufficient to drive only one of the three rotor blades out of the wind.

The rotor is not locked in place even when the WEC is shut down. It idles freely at a very low speed. The rotor and drive train remain practically without load. While idling, fewer loads are placed on the bearings than when the rotor is locked.

The rotor is only completely locked in place for maintenance purposes or when the EMERGENCY STOP button is activated. In this case, an additional brake is employed. It does not engage until the rotor has already been partially braked with the pitch controls. The rotor lock is only used as a final safety mechanism for maintenance purposes.

In the event of an emergency (e.g. if the utility's mains fails), each rotor blade is safely brought into the feathered position via its own back-up pitch unit. The backup power units are monitored and automatically charged to guarantee availability. The backup pitch units, which are electromechanically linked, trigger simultaneous pitch control.

The pitch control system is equipped with parallel power supply in the case of emergencies (mains or backup power unit). Together with three fully independent pitch drives this safety concept more than fulfils the requirements for a fail safe braking system.

### 1.6.2 Lightning protection system

The ENERCON lightning conductor system in the E-82 E2 efficiently diverts almost all possible lightning strikes with no damage caused to the turbine.

The leading and trailing edges of the rotor blade and the blade tip are equipped with aluminium profiles which are attached to an aluminium ring at the blade connection point. Strikes are safely absorbed by these profiles and the lightning current is conducted via a spark gap and cables into the ground surrounding the foundation.

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		Translation Information	
Author/date:	M. Lüningshöner	Translated/date:	
Department:	VI	Revised/date:	VI-Technical Description E-82 E2_Rev000 ger-
Approved/date:		Reference:	eng.doc
Revision	000/14.08.2009		

The rear of the nacelle casing is also fitted with a lightning conductor which diverts the current into the ground.

In the event of a lightning strike or an abnormal increase in voltage (overvoltage), the entire electrical and electronic equipment is protected by built-in energy-absorbing components. All main conductive turbine components are connected to the equipotential busbar with an adequate wire cross-section. Furthermore, overvoltage surge arresters are installed with low impedance grounding at the mains connection point.

The turbine electronics located in metal housing are electrically isolated. The remote monitoring system is protected by a special protection module for data interfaces.

### 1.6.3 Sensor System

A comprehensive monitoring system guarantees turbine safety. All safety related functions (e.g. rotor speed, temperature, loads, oscillations) are monitored by electronic media. If the electronics fail, a mechanical safety function takes over. If one of the sensors registers a serious fault, the turbine shuts down immediately.

## 1.7 Control system

The E-82 E2 control system is based on a microprocessor system developed by ENERCON. Sensors query all turbine components and data such as wind direction and wind speed and adjust the operating mode of the E-82 E2 accordingly.

When wind speeds suitable for turbine operation are measured over three consecutive minutes, the automatic startup process is initiated. Once the lower speed range limit is reached, power output is fed to the grid. Elevated making current does not occur at start-up since the grid connection is performed through the DC Link and the converter.

During operation at partial load, speed and rotor blade angle are continuously adjusted to the changing wind conditions. Power is controlled through generator excitation. If rated wind speed is exceeded, the blade angle is adjusted to maintain rated speed.

When the storm control system (optional) is deactivated, the turbine stops as soon as an average wind speed of 25 m/s in the 10-minute-mean or a peak value of 30 m/s is exceeded. The turbine restarts when the wind speed constantly remains below the shutdown wind speed. The rotor is permitted to idle freely at a very low speed even in the shutdown mode.

Yaw control begins even before the start-up speed has been reached. The wind vane constantly takes wind direction measurements. If the deviation between the direction of the rotor axis and the measured wind direction is too great, the yaw adjustment drives correct the nacelle position. The deviation angle and the time it takes for the nacelle position to be corrected vary depending on the wind speed.

Whether the turbine is stopped manually or via the turbine controls, the blade is pitched into the feathered position to reduce the actual contact surface of the wind flow on the blade. The turbine gradually slows down to idle mode.

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		Translation Information	
Author/date:	M. Lünighöner	Translated/date:	
Department:	VI	Revised/date:	VI-Technical Description E-82 E2_Rev000 ger-
Approved/date:		Reference:	eng.doc
Revision	000/14.08.2009		

## 2 CONTROL SYSTEM

### 2.1 Response to safety relevant sensor messages

Turbine response to messages received from individual sensors is explained in the following sections. If a safety relevant sensor responds, the turbine initiates an automatic shutdown. The nature of the shutdown and whether it is followed by a restart depends on the fault in question.

Turbine fault occurrences are displayed on the LCD. Minor faults can be reset by pressing the "Acknowledge fault" button once their cause has been established. Afterwards, the turbine automatically starts up again. Some faults may only be rectified by Service technicians and then deleted. The respective status text flashes on the LCD. These messages are also marked with an asterisk.

Furthermore, sensor reliability is constantly monitored by the control system. If the sensors respond, a fault message is sent via the remote monitoring system. Depending on the sensor, the turbine may continue to operate for a certain amount of time. If certain sensors respond, the turbine has to be stopped immediately and the fault rectified.

### 2.2 Starting the turbine

Unless expressly stated otherwise, these instructions apply to startup after an automatic shutdown and for operation start up with the start/stop switch.

When the turbine is switched on (main switch on control cabinet to "ON" and start/stop switch is set to start), "Turbine operational" appears on the LCD shortly afterwards (status 0:2), provided the E-82 E2 control system has not detected any faults. Ninety seconds after start-up, the rotor blades are driven out of the feathered position (approx. 90°) and "idle mode" begins. The rotor starts turning slowly. The turbine begins the actual operations startup procedure when the average wind speed is greater than the required startup wind speed for three consecutive minutes.

### 2.3 Normal operation

Once the E-82 E2 startup procedure is completed, the wind energy converter switches to normal operation. During operation, the wind conditions are continuously determined: rotor speed, generator excitation and output are optimised, the nacelle position is adjusted to the wind direction and all sensor messages are recorded. When outside temperatures are high and if the wind speeds are also elevated, the generator fan is switched on.

#### 2.3.1 Operation at partial load

During operation at partial load, the speed and power output are continuously adjusted to the changing wind conditions. In the upper partial load range, the rotor blades are pitched a few degrees to avoid flow interruption (stall effect).

As wind speed increases, the rotor speed and power output increase.

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		Translation Information	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	VI	Revised/date:	VI-Technical Description E-82 E2_Rev000 ger-
Approved/date:		Reference:	eng.doc
Revision	000/14.08.2009		

### 2.3.2 Automatic control mode

When the wind speed exceeds the rated wind speed, the blade angle is adjusted to maintain the rotor speed at / or around its rated value and to limit the use of the wind's power ("automatic control mode"). The required blade angle adjustment is determined by evaluating speed and acceleration measurement data which is then transmitted to the pitch drives. This maintains power output at its rated value.

### 2.4 Idle mode

If the turbine is shut down (e.g. due to lack of wind or faults), the rotor blades are normally positioned at a 60° angle in relation to the operating position. The turbine then rotates at a slow speed. If this speed (approx. 3 RPM) is exceeded the rotor blades are pitched further into the feathered position (approx. 90°). This operating mode is called "idling". Idling reduces load and enables the turbine to be restarted in the shortest possible time. The reason for turbine shutdown or idle mode is indicated by the status message.

### 2.5 Stopping the turbine

The E-82 E2 can be stopped by manually activating the start/stop switch and the EMERGENCY STOP button. The control system stops the turbine in the event of faults or unsuitable wind conditions (see Figure 3).

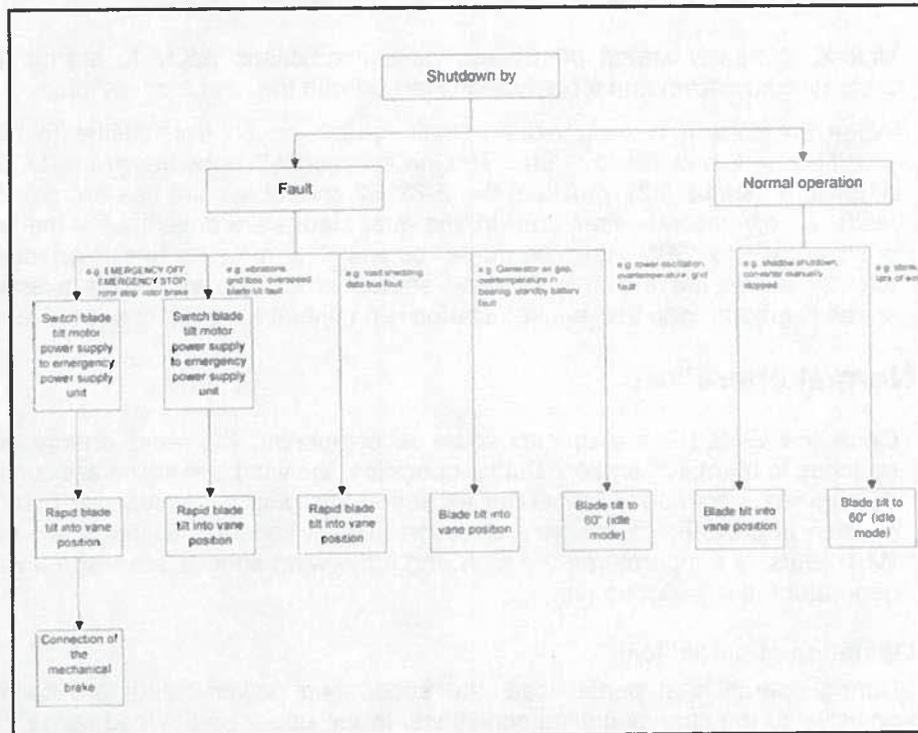


Figure 3: Shutdown procedures for the E-82 E2

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		Translation Information	
Author/date:	M. Lünighöner	Translated/date:	
Department:	VI	Revised/date:	VI-Technical Description E-82 E2_Rev000 ger-eng doc
Approved/date:		Reference:	
Revision	000/14.08.2009		

### 2.5.1 Automatic shutdown

In automatic mode, ENERCON wind energy converters are only brought to a standstill aerodynamically by pitching the rotor blades. Pitching the rotor blades reduces the aerodynamic lift force which slows the rotor down. The pitch control devices can drive the rotor blades out of the wind (i.e. into the feathered position) within seconds.

The turbine also stops automatically when certain faults or operating events occur or under certain wind conditions. Some faults cause rapid shutdown to occur. This happens via the rotor blades' backup power units. Other faults result in a normal shutdown.

Automatic restart may be possible depending on the type of fault. In each case the converters are electrically isolated from the grid during shutdown.

### 2.5.2 Manual stop

The E-82 E2 can be stopped via the start/stop switch on the control cabinet. The control system then pitches the rotor blades out of the wind and the turbine slows to a halt. The brake is not activated and yaw control remains in operation so that the E-82 E2 can continue to optimally adjust to the wind.

### 2.5.3 Manual shutdown in emergency situations

If individuals or turbine parts are at risk, the turbine can be stopped by pressing the EMERGENCY STOP button. An EMERGENCY STOP button is located on the control cabinet. Pressing it will induce immediate emergency braking on the rotor with rapid pitch control via the emergency pitch and brake units. At the same time the mechanical brakes are activated. All components continue to be supplied with power.

The buttons are latched and have to be pulled back to their original position once the emergency has passed and the turbine is to be restarted.

If the main switch on the control cabinet is set to the OFF position, all turbine components, except for tower and control cabinet lighting and individual light switches and sockets, are switched off. The turbine activates rapid pitch control via the emergency pitch devices. The mechanical brake is not activated when the main switch is used.

## 2.6 Lack of wind

If the turbine is in operation and the rotor speed drops too low due to lack of wind, the turbine is switched to idle mode by slowly pitching the rotor blades towards the 60° angle. The turbine then restarts automatically when the cut-in wind speed is reached.

If the anemometer freezes due to low temperatures (<3°C), the turbine attempts to start at hourly intervals to test whether the wind speed is sufficient for operation when the wind vane is functioning. If the turbine starts and produces power, it goes into normal operation. However, the correct wind speed does not appear on the display since the frozen sensor cannot provide accurate wind speed data.

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		Translation Information	
Author/date:	M. Lünighöner	Translated/date:	
Department:	VI	Revised/date:	VI-Technical Description E-82 E2_Rev000 ger-
Approved/date:		Reference:	eng.doc
Revision	000/14.08.2009		

## 2.7 Storm

From the standstill position or idle mode the turbine does not start up at wind speeds over 31 m/s. If an average wind speed of 31 m/s or a top value of 34 m/s is exceeded, the E-82 E2 automatic control mode stops. The turbine also stops if the maximum permissible blade angle is exceeded. A frozen anemometer therefore does not represent a safety risk. In all cases the turbine switches to idle mode.

The E-82 E2 components, such as rotor blades, nacelle, tower and foundations are designed to withstand considerably higher wind speeds.

The turbine starts automatically if the wind speed drops below cut-out wind speed (31 m/s) for 10 consecutive minutes.

When wind speeds surpass 28 m/s the ENERCON Storm Control System does not shut down the turbine abruptly, but rather reduces the power by continuously pitching the rotor blades. The output is only reduced to zero at wind speeds of approx. 34 m/s. This strategy improves electrical behaviour in the grid at the same time increases output.

## 2.8 Yaw control

The E-82 E2 has a combination wind sensor, which is installed on the top of the nacelle. The combined wind sensor comprises a wind vane, which constantly determines the wind direction, and an anemometer, which measures wind speed.

E-82 E2 yaw control already starts to operate below the cut-in wind speed of 2 m/s. Even if the system shuts down (e.g. due to excessive wind speed), it adjusts according to the wind conditions. The angle and the period of measurement depend on the wind speed and turbine performance.

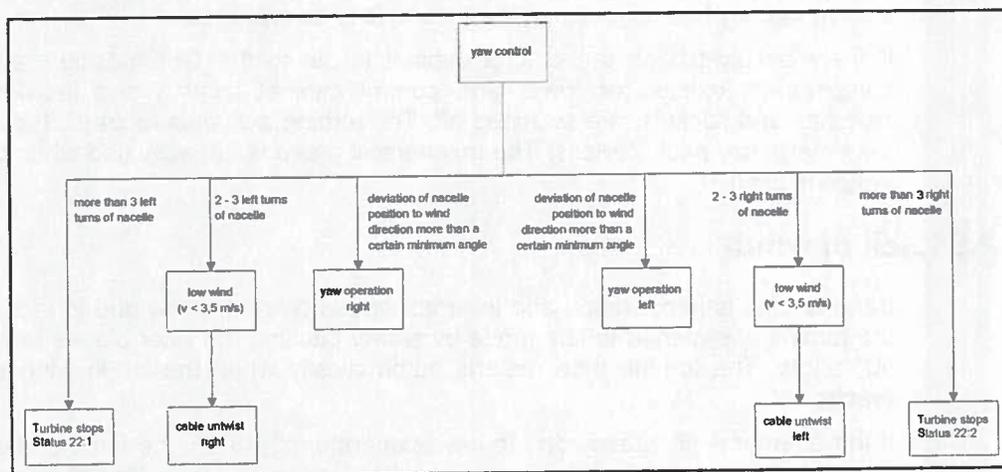


Figure 4: Illustration of yaw control

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		Translation Information	
Author/date:	M. Lünighöner	Translated/date:	
Department:	VI	Revised/date:	VI-Technical Description E-82 E2_Rev000 ger-eng.doc
Approved/date:		Reference:	
Revision	000/14.08.2009		

Yaw procedure is determined by counting the pitch motor rotations and the required pitch time is checked for plausibility. If the control system detects irregularities in yaw control or cable untwisting (See following), shutdown procedure is initiated.

### 2.8.1 Untwisting power and control cables

The E-82 E2 power and control cables located in the tower pass from the nacelle over a deflection pad and are then fastened to the tower wall. The cables have enough freedom of movement to permit the nacelle to rotate several times in the same direction about its axis. The cables gradually twist. The E-82 E2 control system ensures that the twisted cables are automatically unwound.

Once the cables have been twisted two and three times, the control system uses the next low-wind period to untwist the cables. If, however, high wind conditions continue and the cables have twisted more than 3 turns, the turbine stops and the cables untwist irrespective of wind speed. The cables take about half an hour to untwist. Once the cables have untwisted, the turbine automatically restarts.

The cable twist sensors can be found on the so-called cable twist switch, which in the E-82 E2 is fitted near the access hatch. The sensor is connected via a gearwheel and gearbox to the yaw slewing ring. Changes in the nacelle direction are transmitted to the operation control system.

Furthermore, clockwise and anti-clockwise limit switches transmit whether the permissible limit has been exceeded in either direction (cable twist limit switch clockwise or anti-clockwise). This prevents the tower cables from twisting further. The turbine stops and cannot be restarted automatically.

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		<b>Translation Information</b>	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	VI	Revised/date:	VI-Technical Description E-82 E2_Rev000 ger-
Approved/date:		Reference:	eng.doc
Revision	000/14.08.2009		

### 3 TECHNICAL SPECIFICATIONS:

---

<b>Turbine type:</b>	<b>ENERCON E-82 E2</b>
Rated power:	2300 kW
Rotor diameter:	82 m
Hub height:	78 – 138 m (tower and foundation options)
 <b>Turbine concept:</b>	 Gearless, variable speed, single blade pitch control
 <b>Rotor</b>	
Type:	Upwind rotor with active pitch control
Rotational Direction:	Clockwise
No. of blades:	3
Swept area:	5281 m <sup>2</sup>
Blade material:	Fibreglass (epoxy resin); integrated lightning protection
Speed:	Variable, 6 – 18 rpm
Tip speed:	25 - 80 m/s
Pitch control:	ENERCON blade pitch system, one independent pitching system per rotor blade with allocated emergency supply
 <b>Drive train with generator</b>	
Hub:	Rigid
Main bearing:	Dual row tapered / cylindrical roller bearings
Generator:	ENERCON direct-drive synchronous annular generator
 <b>Grid power feed:</b>	 ENERCON inverter

<b>Braking system</b>	- 3 independent pitch systems with emergency power supply - Rotor brake - Rotor lock
<b>Yaw control:</b>	Active via adjustment gear, load-dependent damping
<b>Cut-in wind speed:</b>	2.5 m/s
<b>Rated wind speed:</b>	12 m/s
<b>Cut-out wind speed:</b>	28 - 34 m/s
<b>Remote monitoring:</b>	ENERCON SCADA

<b>© by ENERCON GmbH. All rights reserved.</b>		<b>Translation Information</b>	
Author/date:	M. Lünighöner	Translated/date:	
Department:	VI	Revised/date:	VI-Technical Description E-82 E2_Rev000 ger-
Approved/date:		Reference:	eng.doc
Revision	000/14.08.2009		



## WIND ENERGY CONVERTER CHARACTERISTICS

### E-82 E2 2.3MW

<b>Rotor</b>	
Type	E82 E2
Rotor diameter	82 m
Swept area	5281 m <sup>2</sup>
Power regulation	Pitch
RPM	6 – 18 min <sup>-1</sup>
Cut in wind	2,5 m/s
Cut out wind	28 – 34 m/s
Survival wind speed	59,5 m/s

<b>Gear Box</b>	
Not applicable	No gearbox

<b>Blades</b>	
Manufacturer	ENERCON
Blade length	38,8 m
Material	GRP (Epoxy)
Lightning protection	included

<b>Generator</b>	
Manufacturer	ENERCON
Nominal Power	2300 kW
Type (model)	Synchronous, direct-drive ringgenerator
Protection classification	IP 23
Insulation class	F

<b>Yaw System</b>	
Type	6 electrical motors
Yaw control	Active (based on wind vane signal)
Yaw rate	0,5°/sec

<b>Controller</b>	
Manufacturer	ENERCON
Type	microprocessor
Grid connection	Via ENERCON inverter
Remote communication	ENERCON Remote Monitoring System
UPS	included

<b>Braking System</b>	
Aerodynamic brake	<ul style="list-style-type: none"> <li>- three independent blade pitch systems with emergency supply</li> <li>- rotor brake</li> <li>- rotor lock, locking at 30°</li> </ul>

<b>Tower</b>					
Hub heights	78 m	85 m	98 m	108 m	138 m
Tower	Steel (4 + FS)	Steel + Prefab concrete (2 + 15)	Steel + Prefab concrete (2 + 18)	Steel + Prefab concrete (2 + 21)	Steel + Prefab concrete (2 + 21)
Design Wind Class	II	II	II	II	II

<b>Weights</b>	
Nacelle, excl. Rotor and hub	Approx. 18 to
Rotor incl. Hub/Main pin	Approx. 55 to
Generator	Approx. 62 to
<b>Total Weight</b>	<b>Approx. 135 to</b>

Sources: Design Assessment, Manufacturers Certificate

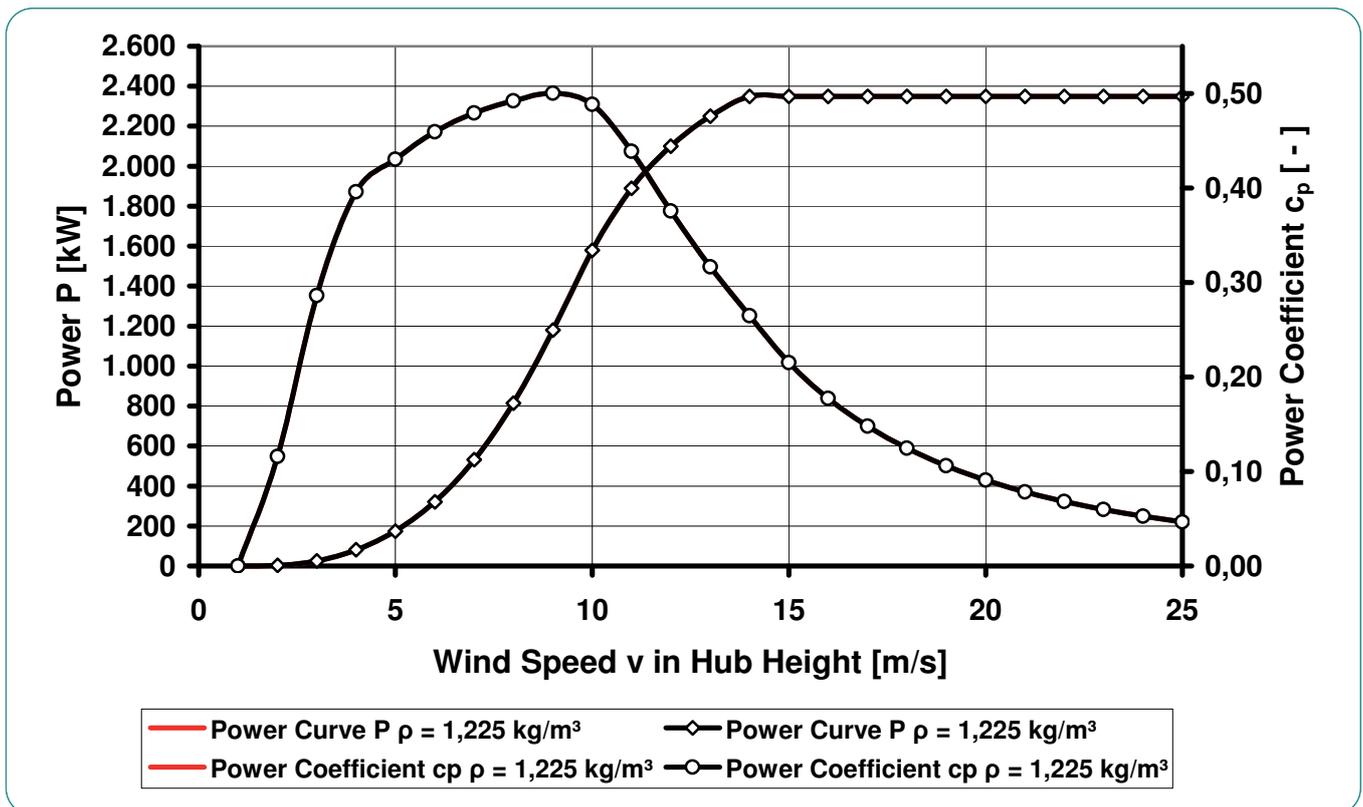
# Power Curve E-82 E2



(In dependence of Air Density)

Wind [m/s]	Standard Air Density $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$		Modified Air Density $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$	
	Power Curve P $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ [kW]	Power Coefficient $c_p$ $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ [-]	Power Curve P $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ [kW]	Power Coefficient $c_p$ $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ [-]
1	0,0	0,00	0,0	0,00
2	3,0	0,12	3,0	0,12
3	25,0	0,29	25,0	0,29
4	82,0	0,40	82,0	0,40
5	174,0	0,43	174,0	0,43
6	321,0	0,46	321,0	0,46
7	532,0	0,48	532,0	0,48
8	815,0	0,49	815,0	0,49
9	1.180,0	0,50	1.180,0	0,50
10	1.580,0	0,49	1.580,0	0,49
11	1.890,0	0,44	1.890,0	0,44
12	2.100,0	0,38	2.100,0	0,38
13	2.250,0	0,32	2.250,0	0,32
14	2.350,0	0,26	2.350,0	0,26
15	2.350,0	0,22	2.350,0	0,22
16	2.350,0	0,18	2.350,0	0,18
17	2.350,0	0,15	2.350,0	0,15
18	2.350,0	0,12	2.350,0	0,12
19	2.350,0	0,11	2.350,0	0,11
20	2.350,0	0,09	2.350,0	0,09
21	2.350,0	0,08	2.350,0	0,08
22	2.350,0	0,07	2.350,0	0,07
23	2.350,0	0,06	2.350,0	0,06
24	2.350,0	0,05	2.350,0	0,05
25	2.350,0	0,05	2.350,0	0,05

Power Curve E-82 with Standard Air Density



**Guaranteed Values of the Sound Power Level for the E-82 E2 with 2300 kW rated power**

$V_{\text{Wind}}$ in 10m height \ / Hub height	78 m	85 m	98 m	108 m	138 m
4 m/s					
5 m/s	97.3 dB(A)	97.6 dB(A)	98.2 dB(A)	98.5 dB(A)	99.2 dB(A)
6 m/s	101.7 dB(A)	102.0 dB(A)	102.6 dB(A)	102.9 dB(A)	103.6 dB(A)
7 m/s	104.3 dB(A)	104.5 dB(A)	104.5 dB(A)	104.5 dB(A)	104.5 dB(A)
8 m/s	104.5 dB(A)				
9 m/s	104.5 dB(A)				
10 m/s	104.5 dB(A)				
95% rated power	104.5 dB(A)				

Measured value at 95% rated power					
--------------------------------------	--	--	--	--	--

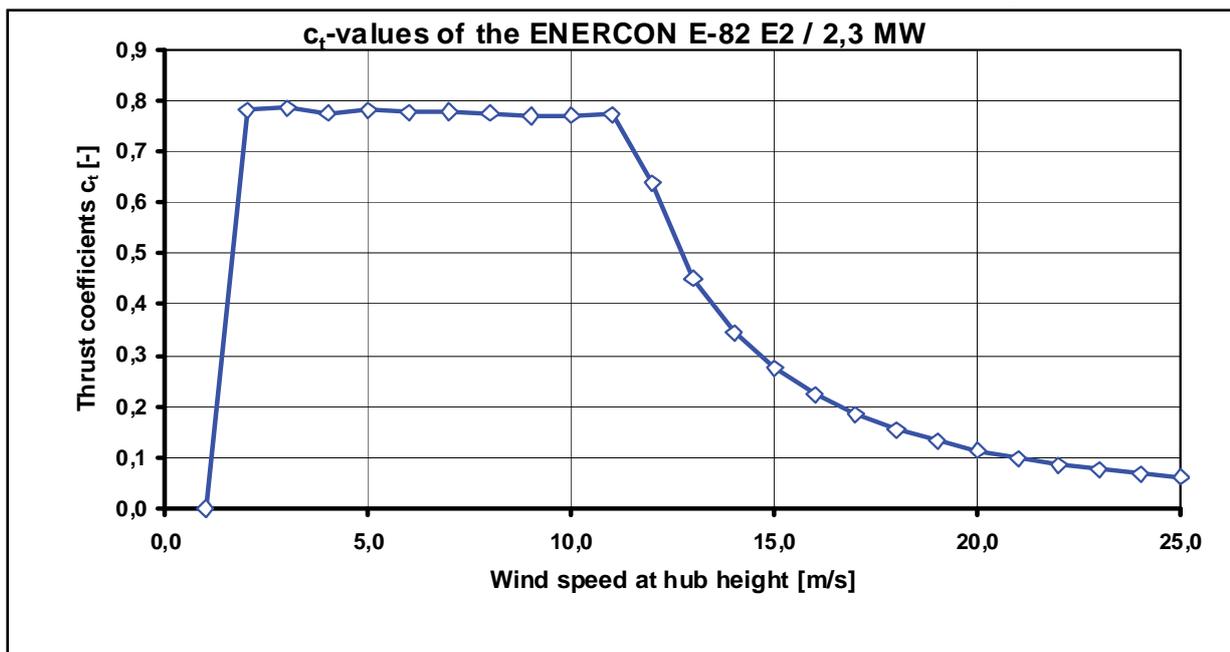
1. A tonality value  $K_{\text{TN}}$  of 0-1 dB is guaranteed over the whole operational range (valid in the near vicinity of the turbine according to IEC).
2. An impulsivity value  $K_{\text{IN}}$  of 0 dB is guaranteed over the whole operational range (valid in the near vicinity of the turbine according to IEC).
3. The sound power values given in the table are valid for the **Operational Mode I** (defined through the rotational speed range of 6 – 18 rpm). The respective power curve is the Calculated Power Curve E-82 E2 dated November 2009 (Rev. 3.x).
4. The guarantee is based on official and internal measurements of the sound power level. The official measured values are given in this document as a reference. The extracts of the official measurements are available and are valid in combination with this guarantee document. The measurements are being carried out according to the recommended national and international standards and norms (mentioned on the respective extracts).
5. In order to account for the uncertainties of measurement and sound prediction calculations, to increase the acceptance at the authorities and to avoid eventual verification measurements ENERCON recommends a safety factor of 1 dB(A) on the guaranteed values when carrying out sound propagation calculations. In countries where safety factors are already mandatory due to local regulations, the ENERCON recommendation is not applicable.  
Should this recommendation be neglected for any reasons, it is hereby explicitly referred to 6.
6. Due to the measurement uncertainties of sound measurements the verification of the guaranteed values is successful, if the measurement result of a measurement that has been carried out according to the accepted standards is in the range of +/- 1dB(A) of the guaranteed values [guarantee fulfilled when measurement result = guaranteed value +/- 1dB(A)].
7. For noise-sensitive sites it is possible to operate the E-82 E2 with reduced rotational speed and reduced rated power during the night. The reduced sound power levels are given in a separate document.

Document information:		ENERCON reserves the right to technical modifications	
Author/ date:	MK / 19.06.2009	Translator / date:	MK / 10.06.2009
Department:	SA	Revisor / date:	-
Approved / date:	SSch / 13.11.2009	Reference:	SA-04-SPL Guarantee E-82 E2-Rev1_2-ger-eng
Revision / date:	1.2 / 13.11.2009		

Rated power: 2.300 kW  
 Power curve: calculated power curve (November 2009)  
 Standard Air Density: 1,225 kg/m<sup>3</sup>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	C <sub>t</sub> [-]
1,0	0	0,000
2,0	3	0,781
3,0	25	0,785
4,0	82	0,774
5,0	174	0,781
6,0	321	0,777
7,0	532	0,778
8,0	815	0,775
9,0	1180	0,769
10,0	1580	0,770
11,0	1890	0,773
12,0	2100	0,638
13,0	2250	0,450
14,0	2350	0,345
15,0	2350	0,275
16,0	2350	0,224
17,0	2350	0,185
18,0	2350	0,155
19,0	2350	0,132
20,0	2350	0,113
21,0	2350	0,098
22,0	2350	0,086
23,0	2350	0,076
24,0	2350	0,068
25,0	2350	0,061

(Simulation ENERCON)


**Document information:**

 Author/date:  
 Department:  
 Approved/date:

 DR/ 19.11.2009  
 SIAS  
 TG/ 19.11.2009

 Translator/date:  
 Revisor/date:  
 Reference:

SIAS-001-ct\_E82\_E2\_2.3MW\_Rev3.0ger-eng.doc



# Technical Description

## E-92

<b>© by ENERCON GmbH. All rights reserved.</b>		<b>Translation Information</b>	
Author/date:	M. Lünighöner	Translated/date:	
Department:	SL	Revised/date:	SL_HB_Technical Description E-92_Rev001 ger-eng.doc
Approved/date:	AH/02.03.2012	Reference:	
Revision	001/01.03.2012		

## Table of Contents

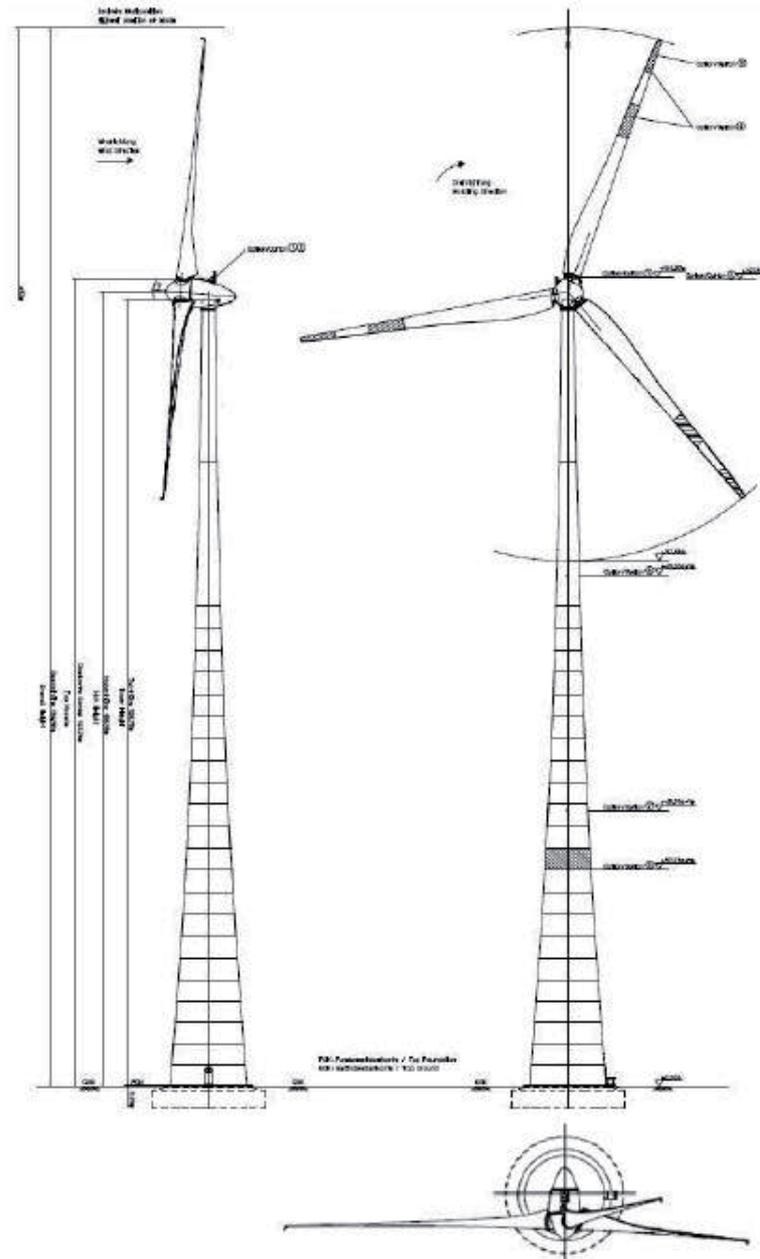
<b>1</b>	<b>Brief Description.....</b>	<b>3</b>
1.1	The ENERCON Concept .....	4
1.2	Rotor.....	6
1.3	Generator .....	6
1.4	Grid feed unit.....	7
1.5	Yaw control.....	9
1.6	Safety system .....	9
1.7	Control system .....	10
<b>2</b>	<b>Control System .....</b>	<b>11</b>
2.1	Response to safety relevant sensor messages .....	11
2.2	Starting the turbine .....	11
2.3	Normal operation .....	11
2.4	Idle mode.....	12
2.5	Stopping the turbine .....	12
2.6	Lack of wind .....	13
2.7	Storm .....	14
2.8	Yaw control.....	14
<b>3</b>	<b>Technical specifications: .....</b>	<b>16</b>

*ENERCON reserves the right to make any technical changes and improvements at any time without prior notice.*

<b>© by ENERCON GmbH. All rights reserved.</b>		<b>Translation Information</b>	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	SL	Revised/date:	SL_HB_Technical Description E-92_Rev001 ger-eng.doc
Approved/date:	AH/02.03.2012	Reference:	
Revision	001/01.03.2012		

# 1 BRIEF DESCRIPTION

The E-92 is a wind energy converter with a three bladed rotor, active pitch controls, variable operating speed and a rated power of 2350 kW. Its 92 m rotor diameter and 84 – 138 m hub heights enable the turbine to make efficient use of the prevailing wind conditions at the respective sites to produce electrical energy.



**Figure 1: Illustration E-92**

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		Translation Information	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	SL	Revised/date:	SL_HB_Technical Description E-92_Rev001 ger-eng.doc
Approved/date:	AH/02.03.2012	Reference:	
Revision	001/01.03.2012		

The main objective of ENERCON design and engineering is to minimise loads. All turbine components are developed and constructed accordingly. The result is a turbine which is, amongst other things, convincing due to its low load level and long service life.

Output controlled by variable speed allows the E-92 to attain maximum operation efficiency without increasing operating loads in the full and partial load ranges and at the same time prevents undesirable output peaks thus guaranteeing excellent yield and a high quality of power fed into the grid.

## 1.1 The ENERCON Concept

ENERCON wind energy converters are characterised by the following features:

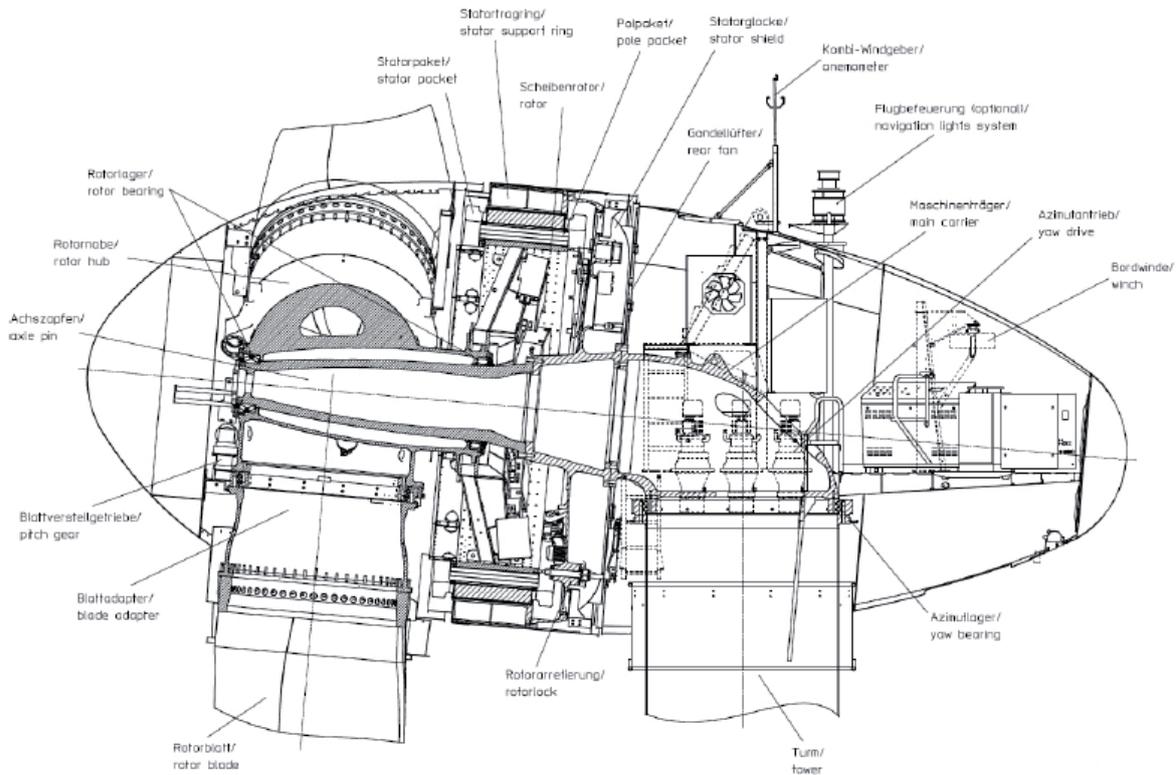
The inner ring of the ENERCON annular generator and the rotor of the E-92 form one unit. These two components are flanged directly to the hub so that they both rotate at the same low speed. Since there are no gears or other fast-rotating parts, energy loss between generator and rotor, noise emissions, the use of gear oil and mechanical wear are considerably reduced.

The output produced by the E-92 generator is fed via the ENERCON grid connection system into the power supply company's grid. The ENERCON grid connection system comprises a rectifier/inverter unit (converter). This system ensures that high-quality electricity is fed into the power supply company's network.

Using the converter, this grid connection concept permits the E-92's rotor to operate at variable speeds. The rotor rotates slowly at low wind speeds and quickly at high wind speeds. This optimises wind flow on the rotor blades. Moreover, variable speed also reduces loads caused by gusts.

Each of the three rotor blades is equipped with an electrical pitch system. The pitch system limits the rotor speed and the use of the wind's power thus allowing the output of the E-92 to be reduced to rated power, even within a short period. By pitching the rotor blades into the feathered position, the rotor stops without mechanical brakes exerting load on the drive train.

<b>© by ENERCON GmbH. All rights reserved.</b>		<b>Translation Information</b>	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	SL	Revised/date:	SL_HB_Technical Description E-92_Rev001 ger-eng.doc
Approved/date:	AH/02.03.2012	Reference:	
Revision	001/01.03.2012		



**Figure 2: Overview: Nacelle**

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		Translation Information	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	SL	Revised/date:	SL_HB_Technical Description E-92_Rev001 ger-eng.doc
Approved/date:	AH/02.03.2012	Reference:	
Revision	001/01.03.2012		

## 1.2 Rotor

The E-92 rotor blades made of glass reinforced plastic (GRP) (epoxy resin) have a major influence on turbine output and its noise emission. Their shape and profile were developed according to the following criteria:

- high power coefficient
- long service life
- low noise emissions
- low loads and
- less material

One special feature to be pointed out is the new rotor blade profile which extends down to the nacelle. This innovative design eliminates the loss of the inner air flow experienced with conventional rotor blades. Together with the streamlined nacelle, the use of prevailing winds is considerably optimised.

The rotor blades of the E-92 were specially designed to operate with variable pitch control and variable speed. Due to this special profile, the blades are not sensitive to turbulence and dirt on the leading edge. On the outside, a top coat protects the rotor blades against environmental factors. The polyurethane-based material employed is highly resistant to abrasion, durable, and highly resistant to chemical factors and solar radiation.

Each of the three rotor blades is adjusted by independent microprocessor-controlled pitch systems. Angle encoders constantly monitor the set angle on each blade and ensure that the three blades are synchronised. This permits quick and accurate adjustment according to the prevailing wind conditions.

## 1.3 Generator

The air flow on the rotor blades drives the rotor which in turn is the direct drive for the E-92 annular generator. The multipole ENERCON generator is based on the direct drive synchronous machine principle.

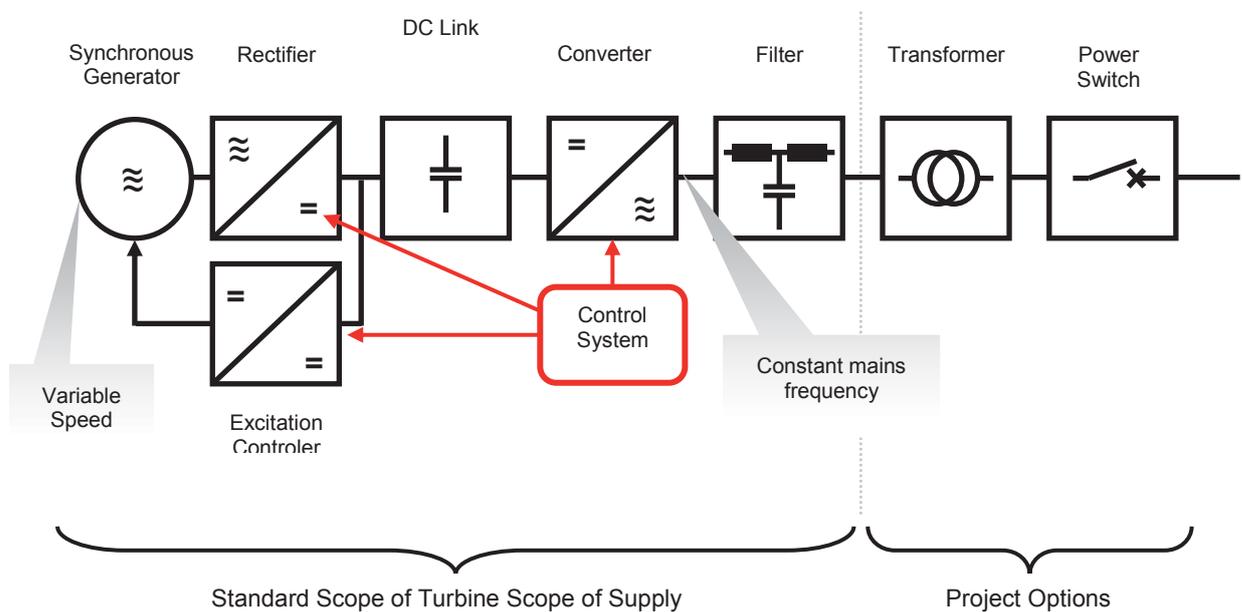
Due to the low rotational speed and a large generator cross-section, temperature levels are comparatively low during operation and are only subject to minor fluctuations. Slight temperature fluctuations and comparatively few load changes during operation significantly decrease mechanical stress and the associated wear on generator material and insulation. Furthermore, variable speed and the connection to the electrical grid via converters contribute to reducing speed peaks.

<b>© by ENERCON GmbH. All rights reserved.</b>		<b>Translation Information</b>	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	SL	Revised/date:	SL_HB_Technical Description E-92_Rev001 ger-eng.doc
Approved/date:	AH/02.03.2012	Reference:	
Revision	001/01.03.2012		

## 1.4 Grid feed unit

The annular generator is coupled with the grid via the ENERCON grid connection unit. The main components in this system are a rectifier, a DC link and modular inverters.

The grid feed unit, generator and pitch unit are all controlled to achieve maximum output and excellent grid compatibility.



Flexible coupling between the annular generator and the grid guarantees ideal output transmission conditions while reducing undesirable reactions between the rotor and the grid in both directions. Sudden changes in wind speeds are controlled in order to maintain stable grid feed. Concurrently possible grid failures have very little effect on the mechanics. The power fed from the E-92 can be exactly regulated between 0 kW to 2350 kW.

Depending on the WEC configuration, different numbers of identical converter modules are available. They feed three-phase current from output on the low voltage side into the grid. Generally, a transformer directly in or near the turbine converts 400V to the desired high voltage.

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		Translation Information	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	SL	Revised/date:	SL_HB_Technical Description E-92_Rev001 ger-eng.doc
Approved/date:	AH/02.03.2012	Reference:	
Revision	001/01.03.2012		

With this converter technology, the wind energy turbine can be considered as a regulated source of power. As long as the voltage at the output terminals is within the permissible range, the converters feed symmetrical, sinusoidal current. The voltage at the output is affected by the feed but it is not actively controlled. If desired, a voltage regulator can be installed at the wind farm's point of common coupling.

Depending on the grid voltage phase angle and generator output, a target value for the current to be fed is generated. Three-phase current is then generated according to this target value with the power available in the DC link. This target value is compared to the actual current flow (actual value) every 100  $\mu$ s and corrected in the event of deviations. The current fed is sinusoidal and largely free of disruptive harmonic oscillations. A high frequency filter further reduces harmonics. No significant flicker emissions occur. Momentary current peaks are excluded with this converter technology.

The range of operation parallel to the grid is limited by the minimum and maximum grid voltage. Both these values (undervoltage and overvoltage) can be set as the limit value for the E-92.

Furthermore, ENERCON provides turbines as "transmission" versions on request. This means that the wind turbine can ride through voltage dips (grid failures) from one to several seconds instead of immediately disconnecting from the grid. As soon as voltage is re-established maximum possible active power is fed into the grid. During a grid failure, active power is fed into the grid depending on the remaining voltage, the maximum converter current and the actual wind conditions. In addition, the wind turbine can support the grid by feeding reactive current in the event of a grid failure. With this feature ENERCON wind turbines are able to provide wind farms with power plant properties often demanded and at the same time contribute to maintaining stable network operation.

The E-92 is preset to a power factor of  $\cos\varphi=1$ . It does not require reactive power nor does it deliver reactive power to the grid within the entire power range from 0 to 2350 kW. Only active power is fed into the grid. Any equalization payments for reactive power demanded by some power supply network operators are not necessary.

However, if requested by the power supply network operators, it is also possible to run the turbine with an output factor of  $\neq 1$ . This enables the wind turbine to contribute to reactive power balance and to maintain the voltage in the grid. The maximum reactive power range varies depending on the turbine configuration.

The range of operation parallel to the grid is also determined by a lower and upper frequency limit value. The range between these frequency limits is much wider than in conventional energy production units thanks to ENERCON's flexible IGBT converter technology. ENERCON wind turbines can be used in grids with a rated frequency of 50 Hz or 60 Hz.

If these voltage or frequency limits cannot be maintained, the E-92 control unit switches off all grid contactors in the inverter. This allows the E-92 to immediately disconnect from the grid on all phases.

<b>© by ENERCON GmbH. All rights reserved.</b>		<b>Translation Information</b>	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	SL	Revised/date:	SL_HB_Technical Description E-92_Rev001 ger-eng.doc
Approved/date:	AH/02.03.2012	Reference:	
Revision	001/01.03.2012		

## 1.5 Yaw control

The yaw bearing is mounted directly at the top of the tower with an externally geared ring. The yaw bearing allows the nacelle to rotate, thus facilitating yaw control. Six adjustment drives (yaw gears) engage in the geared ring in order to adjust the nacelle to the wind direction. The yaw bearing also transmits the load of the nacelle to the tower. The main carrier is mounted directly on the yaw bearing.

## 1.6 Safety system

The safety system guarantees safe turbine operation in accordance with international standards and independent test institutes.

### 1.6.1 Brake System

Halting ENERCON turbine operation is done completely aerodynamically by pitching the rotor blades into the feathered position. The three independent pitch drives move the rotor blades into the feathered position within seconds (i.e. they are "driven out of the wind"). The speed of the turbine is diminished without applying additional load to the drive train. In order to reduce the rotor speed to a safe level, it would be sufficient to drive only one of the three rotor blades out of the wind.

The rotor is not locked in place even when the WEC is shut down. It idles freely at a very low speed. The rotor and drive train remain practically without load. While idling, fewer loads are placed on the bearings than when the rotor is locked.

The rotor is only completely locked in place for maintenance purposes or when the EMERGENCY STOP button is activated. In this case, an additional brake is employed. It does not engage until the rotor has already been partially braked with the pitch controls. The rotor lock is only used as a final safety mechanism for maintenance purposes.

In the event of an emergency (e.g. if the utility's mains fails), each rotor blade is safely brought into the feathered position via its own back-up pitch unit. The backup power units are monitored and automatically charged to guarantee availability. The backup pitch units, which are electromechanically linked, trigger simultaneous pitch control.

The pitch control system is equipped with parallel power supply in the case of emergencies (mains or backup power unit). Together with three fully independent pitch drives this safety concept more than fulfils the requirements for a fail safe braking system.

### 1.6.2 Lightning protection system

The ENERCON lightning conductor system in the E-92 efficiently diverts almost all possible lightning strikes with no damage caused to the turbine.

The leading and trailing edges of the rotor blade and the blade tip are equipped with aluminium profiles which are attached to an aluminium ring at the blade connection point. Strikes are safely absorbed by these profiles and the lightning current is conducted via a spark gap and cables into the ground surrounding the foundation.

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		Translation Information	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	SL	Revised/date:	SL_HB_Technical Description E-92_Rev001 ger-eng.doc
Approved/date:	AH/02.03.2012	Reference:	
Revision	001/01.03.2012		

The rear of the nacelle casing is also fitted with a lightning conductor which diverts the current into the ground.

In the event of a lightning strike or an abnormal increase in voltage (overvoltage), the entire electrical and electronic equipment is protected by built-in energy-absorbing components. All main conductive turbine components are connected to the equipotential busbar with an adequate wire cross-section. Furthermore, overvoltage surge arresters are installed with low impedance grounding at the mains connection point.

The turbine electronics located in metal housing are electrically isolated. The remote monitoring system is protected by a special protection module for data interfaces.

### 1.6.3 Sensor System

A comprehensive monitoring system guarantees turbine safety. All safety related functions (e.g. rotor speed, temperature, loads, oscillations) are monitored by electronic media. If the electronics fail, a mechanical safety function takes over. If one of the sensors registers a serious fault, the turbine shuts down immediately.

## 1.7 Control system

The E-92 control system is based on a microprocessor system developed by ENERCON. Sensors query all turbine components and data such as wind direction and wind speed and adjust the operating mode of the E-92 accordingly.

When wind speeds suitable for turbine operation are measured over three consecutive minutes, the automatic startup process is initiated. Once the lower speed range limit is reached, power output is fed to the grid. Elevated making current does not occur at start-up since the grid connection is performed through the DC Link and the converter.

During operation at partial load, speed and rotor blade angle are continuously adjusted to the changing wind conditions. Power is controlled through generator excitation. If rated wind speed is exceeded, the blade angle is adjusted to maintain rated speed.

When the storm control system (optional) is deactivated, the turbine stops as soon as an average wind speed of 25 m/s in the 10-minute-mean or a peak value of 30 m/s is exceeded. The turbine restarts when the wind speed constantly remains below the shutdown wind speed. The rotor is permitted to idle freely at a very low speed even in the shutdown mode.

Yaw control begins even before the start-up speed has been reached. The wind vane constantly takes wind direction measurements. If the deviation between the direction of the rotor axis and the measured wind direction is too great, the yaw adjustment drives correct the nacelle position. The deviation angle and the time it takes for the nacelle position to be corrected vary depending on the wind speed.

Whether the turbine is stopped manually or via the turbine controls, the blade is pitched into the feathered position to reduce the actual contact surface of the wind flow on the blade. The turbine gradually slows down to idle mode.

<b>© by ENERCON GmbH. All rights reserved.</b>		<b>Translation Information</b>	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	SL	Revised/date:	SL_HB_Technical Description E-92_Rev001 ger-eng.doc
Approved/date:	AH/02.03.2012	Reference:	
Revision	001/01.03.2012		

## 2 CONTROL SYSTEM

### 2.1 Response to safety relevant sensor messages

Turbine response to messages received from individual sensors is explained in the following sections. If a safety relevant sensor responds, the turbine initiates an automatic shutdown. The nature of the shutdown and whether it is followed by a restart depends on the fault in question.

Turbine fault occurrences are displayed on the LCD. Minor faults can be reset by pressing the “Acknowledge fault” button once their cause has been established. Afterwards, the turbine automatically starts up again. Some faults may only be rectified by Service technicians and then deleted. The respective status text flashes on the LCD. These messages are also marked with an asterisk.

Furthermore, sensor reliability is constantly monitored by the control system. If the sensors respond, a fault message is sent via the remote monitoring system. Depending on the sensor, the turbine may continue to operate for a certain amount of time. If certain sensors respond, the turbine has to be stopped immediately and the fault rectified.

### 2.2 Starting the turbine

Unless expressly stated otherwise, these instructions apply to startup after an automatic shutdown and for operation start up with the start/stop switch.

When the turbine is switched on (main switch on control cabinet to “ON” and start/stop switch is set to start), "Turbine operational" appears on the LCD shortly afterwards (status 0:2), provided the E-92 control system has not detected any faults. Ninety seconds after start-up, the rotor blades are driven out of the feathered position (approx. 90°) and "idle mode" begins. The rotor starts turning slowly. The turbine begins the actual operations startup procedure when the average wind speed is greater than the required startup wind speed for three consecutive minutes.

### 2.3 Normal operation

Once the E-92 startup procedure is completed, the wind energy converter switches to normal operation. During operation, the wind conditions are continuously determined: rotor speed, generator excitation and output are optimised, the nacelle position is adjusted to the wind direction and all sensor messages are recorded. When outside temperatures are high and if the wind speeds are also elevated, the generator fan is switched on.

#### 2.3.1 Operation at partial load

During operation at partial load, the speed and power output are continuously adjusted to the changing wind conditions. In the upper partial load range, the rotor blades are pitched a few degrees to avoid flow interruption (stall effect).

As wind speed increases, the rotor speed and power output increase.

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		Translation Information	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	SL	Revised/date:	SL_HB_Technical Description E-92_Rev001 ger-eng.doc
Approved/date:	AH/02.03.2012	Reference:	
Revision	001/01.03.2012		

### 2.3.2 Automatic control mode

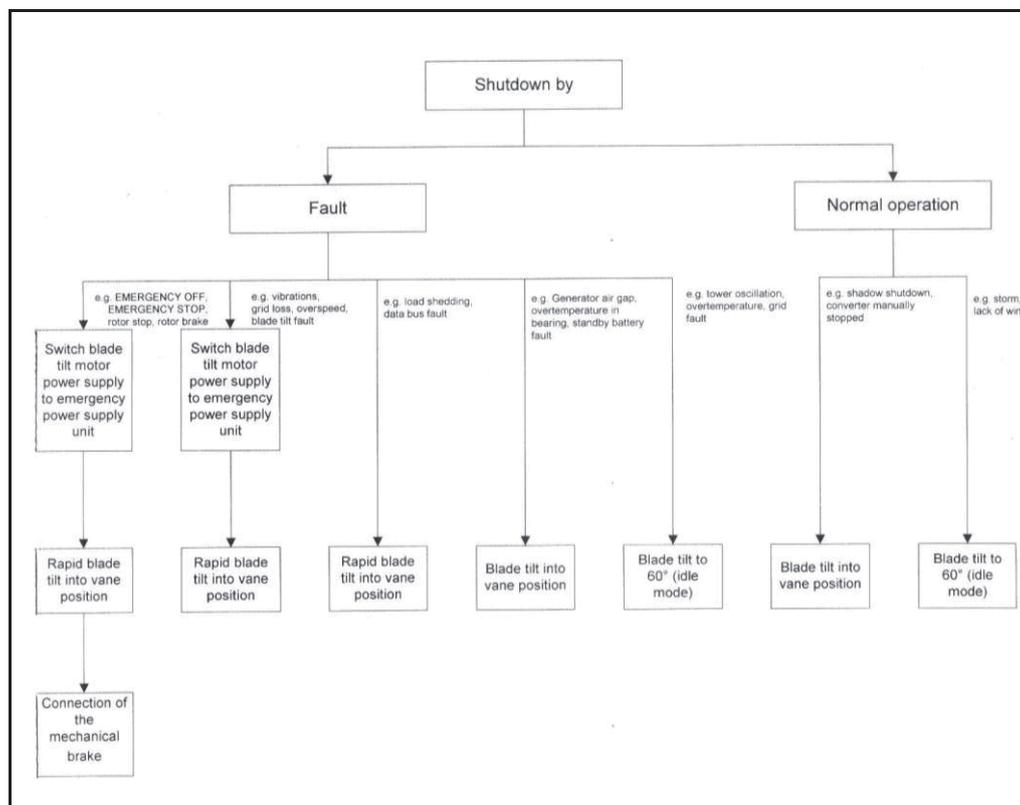
When the wind speed exceeds the rated wind speed, the blade angle is adjusted to maintain the rotor speed at / or around its rated value and to limit the use of the wind's power ("automatic control mode"). The required blade angle adjustment is determined by evaluating speed and acceleration measurement data which is then transmitted to the pitch drives. This maintains power output at its rated value.

### 2.4 Idle mode

If the turbine is shut down (e.g. due to lack of wind or faults), the rotor blades are normally positioned at a 60° angle in relation to the operating position. The turbine then rotates at a slow speed. If this speed (approx. 3 RPM) is exceeded the rotor blades are pitched further into the feathered position (approx. 90°). This operating mode is called "idling". Idling reduces load and enables the turbine to be restarted in the shortest possible time. The reason for turbine shutdown or idle mode is indicated by the status message.

### 2.5 Stopping the turbine

The E-92 can be stopped by manually activating the start/stop switch and the EMERGENCY STOP button. The control system stops the turbine in the event of faults or unsuitable wind conditions (see Figure 3).



**Figure 3: Shutdown procedures for the E-92**

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		Translation Information	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	SL	Revised/date:	SL_HB_Technical Description E-92_Rev001 ger-eng.doc
Approved/date:	AH/02.03.2012	Reference:	
Revision	001/01.03.2012		

### 2.5.1 Automatic shutdown

In automatic mode, ENERCON wind energy converters are only brought to a standstill aerodynamically by pitching the rotor blades. Pitching the rotor blades reduces the aerodynamic lift force which slows the rotor down. The pitch control devices can drive the rotor blades out of the wind (i.e. into the feathered position) within seconds.

The turbine also stops automatically when certain faults or operating events occur or under certain wind conditions. Some faults cause rapid shutdown to occur. This happens via the rotor blades' backup power units. Other faults result in a normal shutdown.

Automatic restart may be possible depending on the type of fault. In each case the converters are electrically isolated from the grid during shutdown.

### 2.5.2 Manual stop

The E-92 can be stopped via the start/stop switch on the control cabinet. The control system then pitches the rotor blades out of the wind and the turbine slows to a halt. The brake is not activated and yaw control remains in operation so that the E-92 can continue to optimally adjust to the wind.

### 2.5.3 Manual shutdown in emergency situations

If individuals or turbine parts are at risk, the turbine can be stopped by pressing the EMERGENCY STOP button. An EMERGENCY STOP button is located on the control cabinet. Pressing it will induce immediate emergency braking on the rotor with rapid pitch control via the emergency pitch and brake units. At the same time the mechanical brakes are activated. All components continue to be supplied with power.

The buttons are latched and have to be pulled back to their original position once the emergency has passed and the turbine is to be restarted.

If the main switch on the control cabinet is set to the OFF position, all turbine components, except for tower and control cabinet lighting and individual light switches and sockets, are switched off. The turbine activates rapid pitch control via the emergency pitch devices. The mechanical brake is not activated when the main switch is used.

## 2.6 Lack of wind

If the turbine is in operation and the rotor speed drops too low due to lack of wind, the turbine is switched to idle mode by slowly pitching the rotor blades towards the 60° angle. The turbine then restarts automatically when the cut-in wind speed is reached.

If the anemometer freezes due to low temperatures (<3°C), the turbine attempts to start at hourly intervals to test whether the wind speed is sufficient for operation when the wind vane is functioning. If the turbine starts and produces power, it goes into normal operation. However, the correct wind speed does not appear on the display since the frozen sensor cannot provide accurate wind speed data.

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		Translation Information	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	SL	Revised/date:	SL_HB_Technical Description E-92_Rev001 ger-eng.doc
Approved/date:	AH/02.03.2012	Reference:	
Revision	001/01.03.2012		

## 2.7 Storm

From the standstill position or idle mode the turbine does not start up at wind speeds over 31 m/s. If an average wind speed of 31 m/s or a top value of 34 m/s is exceeded, the E-92 automatic control mode stops. The turbine also stops if the maximum permissible blade angle is exceeded. A frozen anemometer therefore does not represent a safety risk. In all cases the turbine switches to idle mode.

The E-92 components, such as rotor blades, nacelle, tower and foundations are designed to withstand considerably higher wind speeds.

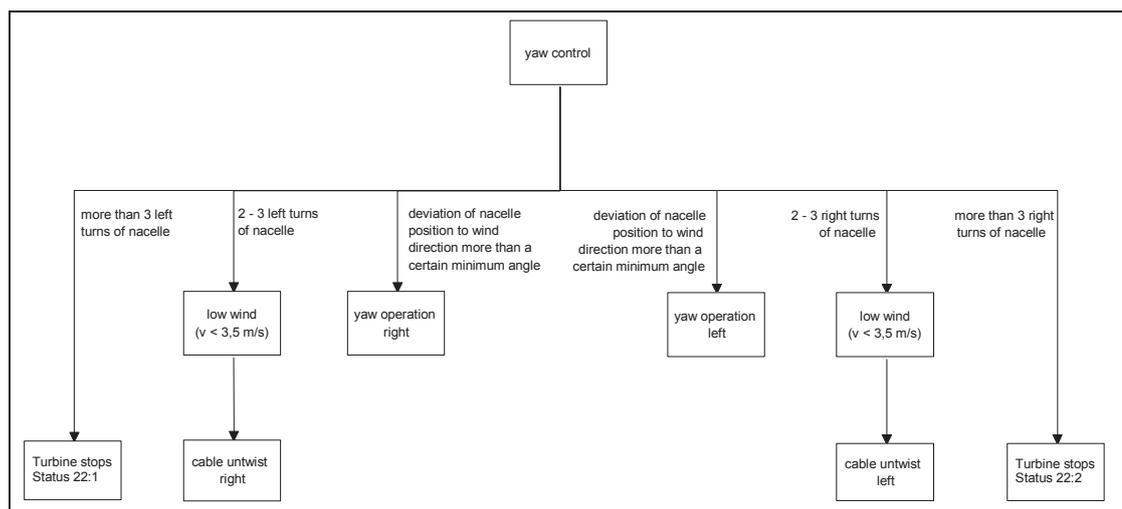
The turbine starts automatically if the wind speed drops below cut-out wind speed (31 m/s) for 10 consecutive minutes.

When wind speeds surpass 28 m/s the ENERCON Storm Control System does not shut down the turbine abruptly, but rather reduces the power by continuously pitching the rotor blades. The output is only reduced to zero at wind speeds of approx. 34 m/s. This strategy improves electrical behaviour in the grid at the same time increases output.

## 2.8 Yaw control

The E-92 has a combination wind sensor, which is installed on the top of the nacelle. The combined wind sensor comprises a wind vane, which constantly determines the wind direction, and an anemometer, which measures wind speed.

E-92 yaw control already starts to operate below the cut-in wind speed of 2 m/s. Even if the system shuts down (e.g. due to excessive wind speed), it adjusts according to the wind conditions. The angle and the period of measurement depend on the wind speed and turbine performance.



**Figure 4: Illustration of yaw control**

© by ENERCON GmbH. All rights reserved.		Translation Information	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	SL	Revised/date:	SL_HB_Technical Description E-92_Rev001 ger-eng.doc
Approved/date:	AH/02.03.2012	Reference:	
Revision	001/01.03.2012		

Yaw procedure is determined by counting the pitch motor rotations and the required pitch time is checked for plausibility. If the control system detects irregularities in yaw control or cable untwisting (See following), shutdown procedure is initiated.

### 2.8.1 Untwisting power and control cables

The E-92 power and control cables located in the tower pass from the nacelle over a deflection pad and are then fastened to the tower wall. The cables have enough freedom of movement to permit the nacelle to rotate several times in the same direction about its axis. The cables gradually twist. The E-92 control system ensures that the twisted cables are automatically unwound.

Once the cables have been twisted two and three times, the control system uses the next low-wind period to untwist the cables. If, however, high wind conditions continue and the cables have twisted more than 3 turns, the turbine stops and the cables untwist irrespective of wind speed. The cables take about half an hour to untwist. Once the cables have untwisted, the turbine automatically restarts.

The cable twist sensors can be found on the so-called cable twist switch, which in the E-92 is fitted near the access hatch. The sensor is connected via a gearwheel and gearbox to the yaw slewing ring. Changes in the nacelle direction are transmitted to the operation control system.

Furthermore, clockwise and anti-clockwise limit switches transmit whether the permissible limit has been exceeded in either direction (cable twist limit switch clockwise or anti-clockwise). This prevents the tower cables from twisting further. The turbine stops and cannot be restarted automatically.

<b>© by ENERCON GmbH. All rights reserved.</b>		<b>Translation Information</b>	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	SL	Revised/date:	SL_HB_Technical Description E-92_Rev001 ger-eng.doc
Approved/date:	AH/02.03.2012	Reference:	
Revision	001/01.03.2012		

### 3 TECHNICAL SPECIFICATIONS:

<b>Turbine type:</b>	<b>ENERCON E-92</b>
Rated power:	2350 kW
Rotor diameter:	92 m
Hub height:	84 – 138 m (tower and foundation options)
<b>Turbine concept:</b>	Gearless, variable speed, single blade pitch control
<b>Rotor</b>	
Type:	Upwind rotor with active pitch control
Rotational Direction:	Clockwise
No. of blades:	3
Swept area:	6648 m <sup>2</sup>
Blade material:	Fibreglass (epoxy resin); integrated lightning protection
Speed:	Variable, 5 – 16 rpm
Pitch control:	ENERCON blade pitch system, one independent pitching system per rotor blade with allocated emergency supply
<b>Drive train with generator</b>	
Hub:	Rigid
Main bearing:	Dual row tapered / cylindrical roller bearings
Generator:	ENERCON direct-drive synchronous annular generator
<b>Grid power feed:</b>	ENERCON inverter

<b>© by ENERCON GmbH. All rights reserved.</b>		<b>Translation Information</b>	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	SL	Revised/date:	SL_HB_Technical Description E-92_Rev001 ger-eng.doc
Approved/date:	AH/02.03.2012	Reference:	
Revision	001/01.03.2012		

<b>Braking system</b>	- 3 independent pitch systems with emergency power supply - Rotor brake - Rotor lock
<b>Yaw control:</b>	Active via adjustment gear
<b>Cut-out wind speed:</b>	28 - 34 m/s (ENERCON Storm Control)
<b>Remote monitoring:</b>	ENERCON SCADA

<b>© by ENERCON GmbH. All rights reserved.</b>		<b>Translation Information</b>	
Author/date:	M. Lüninghöner	Translated/date:	
Department:	SL	Revised/date:	SL_HB_Technical Description E-92_Rev001 ger-eng.doc
Approved/date:	AH/02.03.2012	Reference:	
Revision	001/01.03.2012		



## WIND ENERGY CONVERTER CHARACTERISTICS

### E-92

<b>Rotor</b>	
Type	E-92
Rotor diameter	92 m
Swept area	6648 m <sup>2</sup>
Power regulation	Pitch
RPM	5 – 16 min <sup>-1</sup>
Cut out wind	28 – 34 m/s (ENERCON storm control)

<b>Gear Box</b>	
Not applicable	No gearbox

<b>Blades</b>	
Manufacturer	ENERCON
Blade length	43,8 m
Material	GRP (Epoxy)
Lightning protection	included

<b>Generator</b>	
Manufacturer	ENERCON
Nominal Power	2350 kW
Type (model)	Synchronous, direct-drive ringgenerator
Protection classification	IP 23
Insulation class	F

<b>Controller</b>	
Manufacturer	ENERCON
Type	microprocessor
Grid connection	Via ENERCON inverter
Remote communication	ENERCON Remote Monitoring System
UPS	included

<b>Braking System</b>	
Aerodynamic brake	<ul style="list-style-type: none"> <li>- three independent blade pitch systems with emergency supply</li> <li>- rotor brake</li> <li>- rotor lock</li> </ul>

<b>Tower</b>	
Hub Height	84 – 138m (tower and foundation options)

© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved. In case of discrepancies the original version shall prevail

<b>Document Information:</b>			
Compiled/Date/Rev.:	M. Lüninghöner/17.02.2012/001	Translator/Date:	H. Heeren/17.02.2012
Department:	Sales	Checked/Date:	
Checked/Date:	H. Heeren/17.02.2012	File name:	SL_HB_WEC Characteristics_E-92_Rev001_eng-eng.doc



# Estimated Sound Power Level of the ENERCON E-92 Operational Mode I (Data Sheet)

## Imprint

Editor: ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Germany

Telephone: 04941-927-0

Fax: 04941-927-109

Copyright: Unless otherwise specified in this document, the contents of this document are protected by copyright of ENERCON GmbH. All rights reserved. No use, including any copying or publishing, of this information is permitted without the prior written consent of ENERCON GmbH.

Updates: ENERCON GmbH reserves the right to continuously update and modify this document and the items described therein at any time without prior notice.

## Revision

Revision: 1.1

Department: ENERCON GmbH / Site Assessment

## Glossary

WEC means an ENERCON wind energy converter.

WECs means more than one ENERCON wind energy converter.

<b>Document information:</b>	© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.		
Author/Revisor/ date:	RWo / March 2012	Documentname	SIAS-04-SPL E-92 OM I 2.3 MW Est Rev1_1-eng-eng.doc
Approved / date:	Sro / March 2012	Revision /date:	1.1
Translation / date			

## Estimated Sound Power Level for the E-92 with 2.3 MW rated power

in relation to standardized wind speed $v_s$ at 10 m height					
hub height $V_s$ in 10 m height	85	98 m	104 m	108 m	138 m
5 m/s	99,5 dB(A)	99,9 dB(A)	100,0 dB(A)	100,1 dB(A)	100,5 dB(A)
6 m/s	102,0 dB(A)	102,2 dB(A)	102,2 dB(A)	102,3 dB(A)	102,6 dB(A)
7 m/s	103,3 dB(A)	103,4 dB(A)	103,5 dB(A)	103,5 dB(A)	103,7 dB(A)
8 m/s	104,2 dB(A)	104,4 dB(A)	104,4 dB(A)	104,5 dB(A)	104,7 dB(A)
9 m/s	105,0 dB(A)				
10 m/s	105,0 dB(A)				
95% rated power	105,0 dB(A)				

in relation to wind speed at hub height									
wind speed at hub height [m/s]	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Sound Power Level [dB(A)]	99,5	101,4	102,5	103,6	104,1	104,6	105,0	105,0	105,0

1. The relation between the estimated sound power level and the standardized wind speed  $v_s$  in 10 m height as shown above is valid on the premise of a logarithmic wind profile with a roughness length of 0.05 m. The relation between the estimated sound power level and the wind speed at hub height applies for all hub heights. During the sound measurements the wind speeds are derived from the power output and the power curve of the WEC.
2. A tonal audibility of  $\Delta L_{a,k} \leq 2$  dB can be expected over the whole operational range (valid in the near vicinity of the turbine according to IEC 61 400 -11 ed. 2).
3. The estimated sound power level values given in the table are valid for the **Operational Mode I**. The respective power curve is the calculated power curve E-92 dated November 2011 (Rev. 1.x).
4. Due to the typical measurement uncertainties, if the sound power level is measured according to one of the accepted methods the measured values can differ from the values shown in this document in the range of +/- 1 dB.

<b>Document information:</b>	© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.		
Author/Revisor/ date:	RWo / March 2012	Documentname	SIAS-04-SPL E-92 OM I 2.3 MW Est Rev1_1-eng-eng.doc
Approved / date:	Sro / March 2012	Revision /date:	1.1
Translation / date			

Accepted measurement methods are:

- a) IEC 61400-11 ed. 2 („Wind turbine generator systems – Part 11: Acoustic noise measurement techniques; Second edition, 2002-12“), and
- b) the FGW-Guidelines („Technische Richtlinie für Windenergieanlagen – Teil 1: Bestimmung der Schallemissionswerte“, published by the association “Fördergesellschaft für Windenergie e.V.”, 18<sup>th</sup> revision).

If the difference between total noise and background noise during a measurement is less than 6 dB a higher uncertainty must be considered.

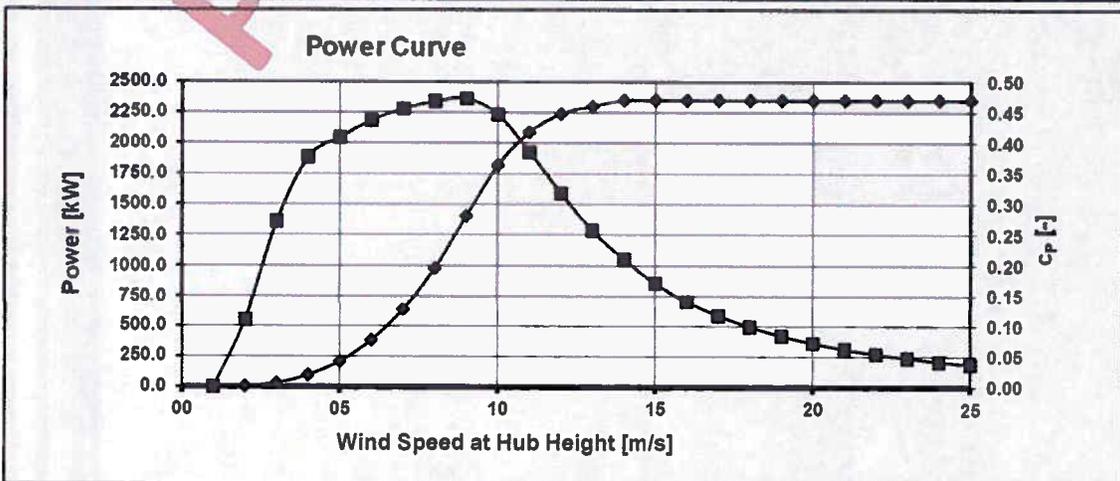
5. For noise-sensitive sites it is possible to operate the E-92 with reduced rotational speed and reduced rated power during night time. The sound power levels resulting from such operational mode can be provided in a separate document upon request.
6. The sound power level of a wind turbine depends on several factors such as but not limited to regular maintenance and day-to-day operation in compliance with the manufacturer's operating instructions. Therefore, this data sheet can not, and is not intended to, constitute an express or implied warranty towards the customer that the E-92 WEC will meet the exact sound power level values as shown in this document at any project specific site.

<b>Document information:</b>	© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.		
Author/Revisor/ date:	RWo / March 2012	Documentname	SIAS-04-SPL E-92 OM I 2.3 MW Est Rev1_1-eng-eng.doc
Approved / date:	Sro / March 2012	Revision /date:	1.1
Translation / date			



Rated Power Output: 2.300 kW  
 Status: calculated power curve (vers. 1.0 / 17.11.2011)  
 Standard Air Density: 1,225 kg/m<sup>3</sup>

Wind Speed Hub Height v [m/s]	Power P [kW]	Cp [-]
1.0	0.0	0.00
2.0	3.6	0.11
3.0	29.9	0.27
4.0	98.2	0.38
5.0	208.3	0.41
6.0	384.3	0.44
7.0	637.0	0.46
8.0	975.8	0.47
9.0	1,403.6	0.47
10.0	1,817.8	0.45
11.0	2,088.7	0.39
12.0	2,237.0	0.32
13.0	2,300.0	0.26
14.0	2,350.0	0.21
15.0	2,350.0	0.17
16.0	2,350.0	0.14
17.0	2,350.0	0.12
18.0	2,350.0	0.10
19.0	2,350.0	0.08
20.0	2,350.0	0.07
21.0	2,350.0	0.06
22.0	2,350.0	0.05
23.0	2,350.0	0.05
24.0	2,350.0	0.04
25.0	2,350.0	0.04

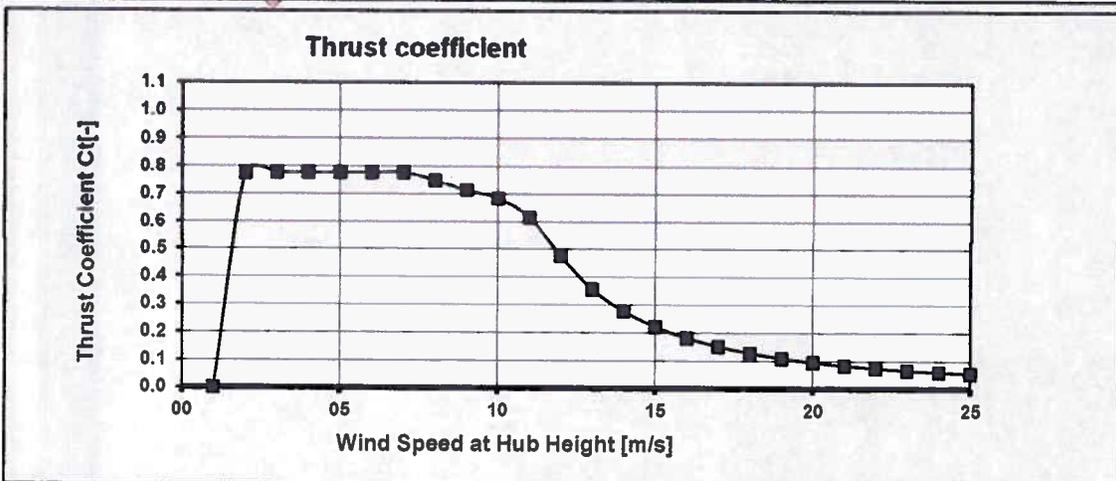


Document information:  
 Author/date: KP/ 01.12.11  
 Department: SIAS  
 Approved/date: CH/ 01.12.11

© Copyright ENERCON GmbH. Alle Rechte vorbehalten  
 Translator/date:  
 Revisor/date:

Rated Power Output: 2.300 kW  
 Status: calculated power curve (vers. 1.0 / 17.11.2011)  
 Standard Air Density 1,225 kg/m<sup>3</sup>

Wind Speed Hub Height v [m/s]	Power P [kW]	Ct [-]
1.0	0.0	0.00
2.0	3.6	0.78
3.0	29.9	0.78
4.0	98.2	0.78
5.0	208.3	0.78
6.0	384.3	0.78
7.0	637.0	0.78
8.0	975.8	0.75
9.0	1,403.6	0.71
10.0	1,817.8	0.68
11.0	2,088.7	0.62
12.0	2,237.0	0.48
13.0	2,300.0	0.36
14.0	2,350.0	0.28
15.0	2,350.0	0.22
16.0	2,350.0	0.18
17.0	2,350.0	0.15
18.0	2,350.0	0.13
19.0	2,350.0	0.11
20.0	2,350.0	0.09
21.0	2,350.0	0.08
22.0	2,350.0	0.07
23.0	2,350.0	0.07
24.0	2,350.0	0.06
25.0	2,350.0	0.05



Dokument Informationen:  
 Autor/Datum: KP/ 01.12.11  
 Abteilung: SIAS  
 Geprüft/Datum: CH/ 01.12.11

© Copyright ENERCON GmbH. Alle Rechte vorbehalten  
 Translator/date:  
 Revisor/date:

## Annexe C

---

Lettres envoyées aux Premières Nations concernées



Éoliennes Côte-de-Beaupré S.E.C.  
36, rue Lajeunesse  
Kingsey Falls,  
Québec, QC  
J0A 1B0

Kingsey Falls, le 2 août 2012

**PAR MESSENGER**

Chef Denis Ross  
Communauté innue d'Essipit  
32, rue de la Réserve  
Les Escoumins (Québec) G0T 1K0

**Objet : Développement du parc éolien de la Côte-de-Beaupré**

Chef Ross,

La présente a pour but de vous informer du projet de parc éolien de la Côte-de-Beaupré, dans le territoire non-organisé Lac-Jacques-Cartier dans la MRC de La Côte-de-Beaupré. Le projet est développé par Éoliennes Côte-de-Beaupré S.E.C., une société appartenant à la MRC de La Côte-de-Beaupré et Boralex.

Le projet, entièrement prévu à l'intérieur des terres privées du Séminaire de Québec, a été sélectionné par Hydro-Québec dans le cadre de l'appel d'offre de 250 MW pour des parcs éoliens communautaires, s'inscrivant dans la stratégie énergétique du Québec 2006-2015. Le projet du parc éolien de la Côte-de-Beaupré a une puissance contractuelle de 25 MW et devrait comprendre 11 éoliennes. La mise en service est prévue pour la fin de 2015. La zone du projet est située à proximité des parcs de la Seigneurie de Beaupré, ce qui favorise l'utilisation d'infrastructures partagées. Le projet du parc éolien de la Côte-de-Beaupré

pourra donc bénéficier du poste de raccordement et de la ligne d'interconnexion au réseau d'Hydro-Québec construits dans le cadre des parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré – 2 et 3.

Une étude d'impact sur l'environnement est en cours actuellement. Suite à son dépôt au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, l'étude sera rendue publique. Le projet est soumis au processus d'évaluation environnementale et nécessite l'émission d'un décret par le gouvernement du Québec.

Pour de plus amples informations, n'hésitez pas à communiquer avec nous, par téléphone au (819)363-6396 ou par courriel à [marie-pierre.morel@boralex.com](mailto:marie-pierre.morel@boralex.com).

Nous vous prions d'agréer, Chef Ross, l'expression de nos meilleurs sentiments.



Marie-Pierre Morel  
Chargée de projets, développement  
Boralex inc.



Jacques Pichette  
Représentant de la MRC de La Côte-de-  
Beaupré

Éoliennes Côte-de-Beaupré S.E.C.  
36, rue Lajeunesse  
Kingsey Falls,  
Québec, QC  
J0A 1B0

Kingsey Falls, le 2 août 2012

**PAR MESSAGEUR**

Grand Chef Konrad Sioui  
Conseil de la Nation huronne-wendat  
255, Place Chef Michel Laveau  
Wendake (Québec) G0A 4V0

**Objet : Développement du parc éolien de la Côte-de-Beaupré**

Grand Chef Sioui,

La présente a pour but de vous informer du projet de parc éolien de la Côte-de-Beaupré, dans le territoire non-organisé Lac-Jacques-Cartier dans la MRC de La Côte-de-Beaupré. Le projet est développé par Éoliennes Côte-de-Beaupré S.E.C., une société appartenant à la MRC de La Côte-de-Beaupré et Boralex.

Le projet, entièrement prévu à l'intérieur des terres privées du Séminaire de Québec, a été sélectionné par Hydro-Québec dans le cadre de l'appel d'offre de 250 MW pour des parcs éoliens communautaires, s'inscrivant dans la stratégie énergétique du Québec 2006-2015. Le projet du parc éolien de la Côte-de-Beaupré a une puissance contractuelle de 25 MW et devrait comprendre 11 éoliennes. La mise en service est prévue pour la fin de 2015. La zone du projet est située à proximité des parcs de la Seigneurie de Beaupré, ce qui favorise

l'utilisation d'infrastructures partagées. Le projet du parc éolien de la Côte-de-Beaupré pourra donc bénéficier du poste de raccordement et de la ligne d'interconnexion au réseau d'Hydro-Québec construits dans le cadre des parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré – 2 et 3.

Une étude d'impact sur l'environnement est en cours actuellement. Suite à son dépôt au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, l'étude sera rendue publique. Le projet est soumis au processus d'évaluation environnementale et nécessite l'émission d'un décret par le gouvernement du Québec.

Pour de plus amples informations, n'hésitez pas à communiquer avec nous, par téléphone au (819)363-6396 ou par courriel à [marie-pierre.morel@boralex.com](mailto:marie-pierre.morel@boralex.com).

Nous vous prions d'agréer, Grand Chef Sioui, l'expression de nos meilleurs sentiments.



Marie-Pierre Morel  
Chargée de projets, développement  
Boralex inc.



Jacques Pichette  
Représentant de la MRC de La Côte-de-  
Beaupré

Éoliennes Côte-de-Beaupré S.E.C.  
36, rue Lajeunesse  
Kingsey Falls,  
Québec, QC  
J0A 1B0

Kingsey Falls, le 2 août 2012

**PAR MESSAGEUR**

Chef Clifford Moar  
Conseil des Montagnais du Lac-Saint-Jean  
1671, rue Ouiatchouan  
Mashteuiatsh (Québec) G0W 2H0

**Objet : Développement du parc éolien de la Côte-de-Beaupré**

Chef Moar,

La présente a pour but de vous informer du projet de parc éolien de la Côte-de-Beaupré, dans le territoire non-organisé Lac-Jacques-Cartier dans la MRC de La Côte-de-Beaupré. Le projet est développé par Éoliennes Côte-de-Beaupré S.E.C., une société appartenant à la MRC de La Côte-de-Beaupré et Boralex.

Le projet, entièrement prévu à l'intérieur des terres privées du Séminaire de Québec, a été sélectionné par Hydro-Québec dans le cadre de l'appel d'offre de 250 MW pour des parcs éoliens communautaires, s'inscrivant dans la stratégie énergétique du Québec 2006-2015. Le projet du parc éolien de la Côte-de-Beaupré a une puissance contractuelle de 25 MW et devrait comprendre 11 éoliennes. La mise en service est prévue pour la fin de 2015. La zone du projet est située à proximité des parcs de la Seigneurie de Beaupré, ce qui favorise l'utilisation d'infrastructures partagées. Le projet du parc éolien de la Côte-de-Beaupré

pourra donc bénéficier du poste de raccordement et de la ligne d'interconnexion au réseau d'Hydro-Québec construits dans le cadre des parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré – 2 et 3.

Une étude d'impact sur l'environnement est en cours actuellement. Suite à son dépôt au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, l'étude sera rendue publique. Le projet est soumis au processus d'évaluation environnementale et nécessite l'émission d'un décret par le gouvernement du Québec.

Pour de plus amples informations, n'hésitez pas à communiquer avec nous, par téléphone au (819)363-6396 ou par courriel à [marie-pierre.morel@boralex.com](mailto:marie-pierre.morel@boralex.com).

Nous vous prions d'agréer, Chef Moar, l'expression de nos meilleurs sentiments.



Marie-Pierre Morel  
Chargée de projets, développement  
Boralex inc.



Jacques Pichette  
Représentant de la MRC de La Côte-de-  
Beaupré

## Annexe D

---

Méthode d'évaluation des impacts visuels



## MÉTHODOLOGIE DE L'ENSEMBLE DE L'ÉTUDE

Le rapport d'études d'impact visuelles est structuré selon le *Guide pour la réalisation d'une étude d'intégration et d'harmonisation paysagères* du MRNF. Toutefois, plusieurs autres documents ont été consultés en complément à ce guide. Voici ci-dessous les principaux ouvrages consultés et de quelle façon ils ont contribué à la présente étude :

- *Guide d'intégration des éoliennes au territoire – vers de nouveaux paysages* - du ministère des Affaires municipales et des Régions (MAMR, 2007),  
  
S'adressant plutôt aux MRC et municipalités, ce guide a permis de jeter les bases de l'étude d'intégration retrouvée en annexe V, dont les principes d'implantation des éoliennes.
- *Cadre d'analyse pour l'implantation d'installations éoliennes sur les terres du domaine de l'État*, (MRNF, 2006)  
  
Document général décrivant le développement de l'énergie éolienne au Québec. Il a été consulté pour les définitions concernant les terres compatibles versus incompatibles avec le développement éolien et les tableaux énumérant les différents objectifs d'harmonisation.
- *Méthode d'évaluation environnementale – lignes et postes* par Hydro-Québec (Hydro-Québec, 1991)  
  
Un des premiers documents de référence en matière de méthodologie d'analyse du paysage. Il a été consulté pour confirmer des définitions, des tableaux d'analyse, etc.
- *Le paysage et le Guide de l'étude d'impact sur l'environnement des parcs éoliens* du Ministère de l'écologie et du développement durable de France (2004)  
  
Guide intéressant sur la démarche d'une étude d'impact, les notions de paysage et de patrimoine, et la notion des aires d'influence.
- *Étude sur les impacts cumulatifs des éoliennes sur les paysages* - de la firme Plani-Cité (2008)

Ce rapport énonce une étude sur l'évaluation de la capacité de support d'un paysage type, donc du seuil de saturation au-delà duquel serait constaté une dégradation significative des composantes paysagères. Bien que le titre évoque une étude sur les impacts cumulatifs, il ne traite pas à proprement parlé de ceux-ci. La problématique de proximité de deux parcs éoliens ou d'insertion d'un parc éolien dans un paysage déjà touché par une autre infrastructure n'est pas abordée. De plus, cette étude ne se présente pas comme un document sur une méthodologie applicable et reproductible. Nous en avons donc pris connaissance mais nous n'avons pas pu l'utiliser.

## **1. Analyse et classement des résistances des unités de paysage**

### **1.1 Méthode d'évaluation**

Le degré de résistance d'une unité de paysage est établi en fonction des deux critères suivants (la méthode est schématisée dans le tableau 3) :

- la *valeur accordée* de l'unité de paysage;
- la *capacité de dissimulation* de l'unité de paysage suite à la réalisation du projet.

La valeur accordée est déterminée en considérant les qualités intrinsèques de l'unité de paysage ainsi que l'intérêt qui lui est accordé. L'évaluation de la qualité intrinsèque de l'unité de paysage tient notamment compte des notions d'unicité, d'harmonie et d'intégrité, notions reconnues par les gestionnaires, les spécialistes ou le public. Par ailleurs, l'intérêt suscité par un paysage dans les communautés concernées dépend des activités qui y sont pratiquées et des caractéristiques emblématiques ou identitaires du paysage. Par exemple, plus l'activité de l'observateur est en rapport direct avec l'appréciation d'une unité de paysage, plus la valeur qui lui est accordée est grande.

Tableau 1 : Détermination de la valeur accordée

<b>Qualité intrinsèque du paysage</b>	<b>Intérêt d'après la vocation du milieu</b>		
	<b>Fort</b>	<b>Moyen</b>	<b>Faible</b>
<b>Forte</b>	Forte	Moyenne	Moyenne
<b>Moyenne</b>	Moyenne	Moyenne	Faible
<b>Faible</b>	Moyenne	Faible	Faible

La capacité de dissimulation d'une unité de paysage évalue dans quelle mesure l'unité de paysage peut dissimuler l'équipement proposé, sans y voir transformé son caractère particulier. Dans le cas à l'étude, ce critère établit la capacité du paysage à dissimuler les transformations attribuables à l'insertion de nouvelles infrastructures. Ainsi, plus la capacité de dissimulation est faible, plus l'unité de paysage est vulnérable à l'implantation d'une nouvelle infrastructure. Cette variable est pondérée selon la capacité d'absorption qui inclut des critères d'accessibilité visuelle et de configuration du milieu par rapport aux composantes des installations, et la capacité d'insertion qui inclut le degré de compatibilité entre le caractère et l'échelle du projet et ceux du milieu récepteur.

Tableau 2 : Détermination de la capacité de dissimulation

<b>Capacité d'absorption</b>	<b>Capacité d'insertion</b>		
	<b>Faible</b>	<b>Moyen</b>	<b>Forte</b>
<b>Faible</b>	Faible	Moyenne	Moyenne
<b>Moyen</b>	Moyenne	Moyenne	Forte
<b>Forte</b>	Moyenne	Forte	Forte

Le degré de résistance attribué aux éléments du paysage résulte de la combinaison entre trois niveaux de capacité de dissimulation (grande, moyenne, faible) et trois niveaux de valorisation (forte, moyenne, faible) qui lui sont accordés. Cette évaluation permet de classer l'ensemble des unités de paysage répertoriées en fonction de leur plus ou moins grande opposition face à la présence des nouvelles infrastructures proposées.

Les trois degrés de résistance d'un paysage considérés dans le cadre de la présente analyse visuelle se définissent comme suit :

- *Résistance forte* correspond à une unité de paysage qui se prête mal à l'intégration de structures importantes qui devraient être évitées. Si cela ne peut être fait, des mesures d'atténuation exceptionnelles devront être mises en place.
- *Résistance moyenne* correspond à une unité de paysage qui peut accueillir des infrastructures importantes moyennant des mesures usuelles d'intégration paysagère.
- *Résistance faible* correspond à une unité de paysage qui se prête particulièrement bien à l'implantation des projets et qui nécessite peu d'effort d'atténuation visuelle.

Tableau 3 : Détermination du degré de résistance

<b>Valeur accordée</b>	<b>Capacité de dissimulation</b>		
	<b>Faible</b>	<b>Moyen</b>	<b>Forte</b>
<b>Grande</b>	Forte	Moyenne	Faible
<b>Moyenne</b>	Moyenne	Moyenne	Faible
<b>Faible</b>	Faible	Faible	Faible

Afin de mieux situer le parc éolien dans son contexte paysagé, la zone d'étude a été déterminée selon trois aires d'influence visuelle. Les aires d'influence sont déterminées par la distance entre les observateurs et la zone d'implantation d'une éolienne. Pour chaque zone, il est énuméré les différentes agglomérations et routes qui en font partie. Ces paramètres sont déterminés à partir du *Guide pour la réalisation d'une étude d'intégration et d'harmonisation paysagères* du MRNF.

Au-delà de 30 kilomètres qui correspond à 200 fois la hauteur d'une éolienne, l'évaluateur estime que la visibilité est très restreinte et l'impact est négligeable.

L'aire d'influence forte comprend notamment les abords du lac Brûlé et une portion de la route d'accès au manoir où il est possible de percevoir une éolienne à l'intérieur d'un rayon de 1 400 mètres, soit environ 10 fois la hauteur d'une éolienne.

L'aire d'influence moyenne comprend la zone située au lac Janot et ailleurs dans la Seigneurie. Ce rayon correspond à environ 14 kilomètres à partir de la limite du parc éolien soit environ 100 fois la hauteur d'une éolienne.

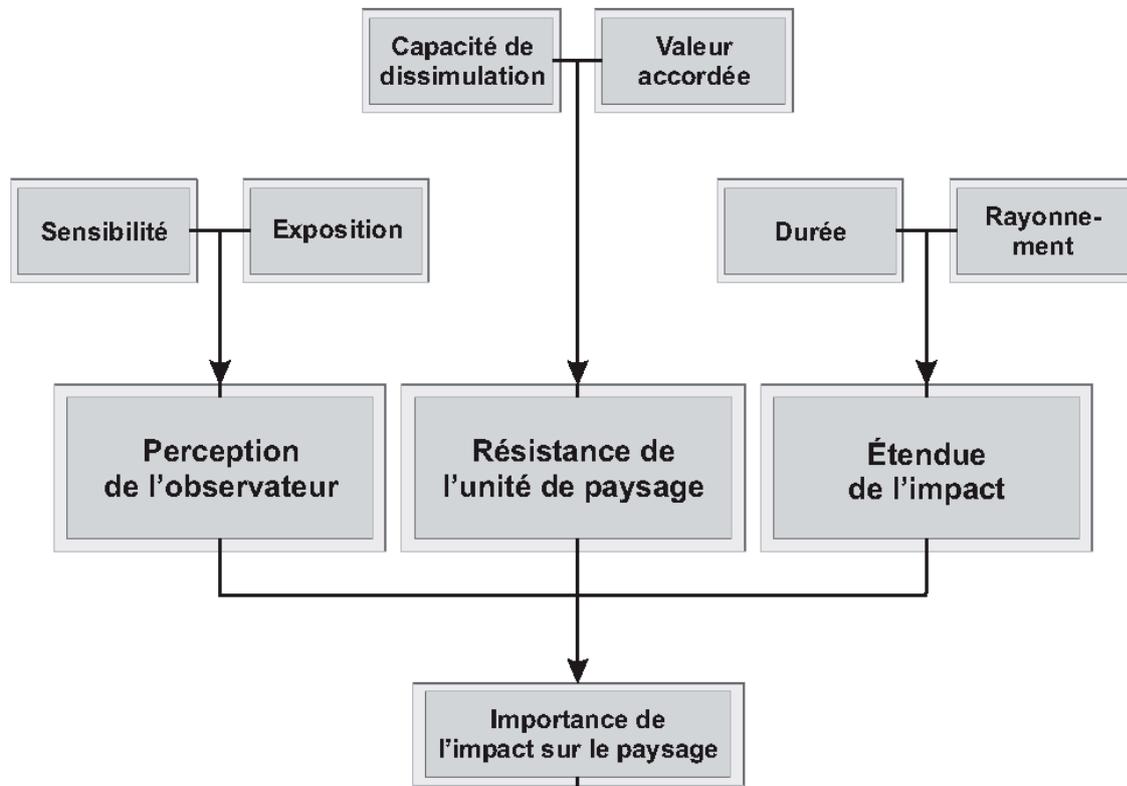
L'aire d'influence faible comprend des sites et des routes spécifiques retenus pour leur sensibilité, l'importance qu'on leur accorde et le potentiel de visibilité qui en émane dans lesquels les éoliennes restent visibles. Des noyaux villageois tels que Beaupré, Saint-Ferréol-des-Neiges, Saint-Tite-des-Caps et des lieux spécifiques tels que le mont Sainte-Anne et la route 138. Ces zones sont situées à plus de 14 kilomètres des limites du parc éolien.

## 1.2 *Évaluation des effets sur le paysage*

L'évaluation des effets du projet sur le paysage s'appuie sur la méthode d'analyse proposée par le MRNF. L'analyse des effets directs sur le paysage permet d'identifier les sources d'impacts et d'évaluer leur importance et leurs conséquences sur le milieu visuel.

Figure 1

Méthode d'évaluation des impacts sur le paysage



## 2. Identification et évaluation des impacts sur le paysage

À partir du **degré de résistance** des unités de paysage tel qu'établit ci-dessus, l'évaluation de l'impact repose essentiellement sur l'appréciation du **degré de perception par l'observateur** des installations proposées et à **l'étendue** des impacts dans le temps et dans l'espace. Ces trois indicateurs sont agrégés en un indicateur synthèse : **l'importance de l'impact** du projet sur le paysage. Cet indicateur synthèse permet de porter un jugement global sur les modifications du paysage à la suite de l'implantation des équipements proposés.

Le **degré de perception** de l'équipement se rapporte à la qualité de la relation visuelle entre l'observateur et le paysage, à l'intérieur des champs visuels qui offrent une vue sur l'équipement projeté. L'évaluation du degré de perception de l'équipement est fondée sur l'analyse de deux paramètres interdépendants qui sont :

- le **degré d'exposition** de l'observateur face à la présence des installations projetées, repose sur la configuration des champs visuels, sur l'éloignement des équipements et sur l'élévation relative de l'observateur;

*Le critère concernant la distance entre le lieu d'observation et l'éolienne la plus proche, applique les notions d'aire d'influence, où les éoliennes à moins de 14 kilomètres du lieu d'observation, soit près de 10 fois la hauteur des éoliennes, se retrouvent dans l'aire de forte influence alors qu'à plus de 14 kilomètres, elles se retrouvent dans l'aire d'influence moyenne. À partir de plus de 14 km, elles se retrouvent dans une aire d'influence faible.*

On tient compte également de la portion du champ visuel qui est altéré par la présence des infrastructures en fonction des différents plans du champ visuel. Cela implique autant le champ vertical qu'horizontal, proportionnel au champ visuel global.

- la **sensibilité** de l'observateur au paysage, ou l'intérêt porté au milieu par l'observateur, en fonction de sa mobilité (mobile ou fixe), du caractère permanent ou temporaire de l'observation et de l'activité pratiquée.

Le **degré de perception** par l'observateur résulte de la combinaison entre trois niveaux de **degré d'exposition** (fort, moyen et faible) et de trois degrés de **sensibilité** de l'observateur (grande, moyenne, faible) comme indiqué tableau 4.

**Tableau 4 Grille d'évaluation de la perception par l'observateur**

Sensibilité de l'observateur	Degré d'exposition		
	Fort	Moyen	Faible
Grande	Forte	Moyenne	Faible
Moyenne	Moyenne	Moyenne	Faible
Faible	Faible	Faible	Faible

L'**étendue de l'impact** est évaluée selon la zone touchée par le projet éolien (rayonnement) et la durée de celui-ci. Le rayonnement peut-être petit, moyen ou grand. La durée de l'impact évalue si les effets seront temporaires ou permanents.

Le tableau 5 présente la grille d'évaluation de l'étendue de l'impact.

**Tableau 5 Grille d'évaluation de l'étendue de l'impact**

Durée	Rayonnement		
	Régional	Local	Ponctuel
Permanente	Grande	Moyenne	Petit
Temporaire	Moyenne	Petit	Petit

L'interaction entre le **la résistance** de l'unité de paysage, **l'étendue** de l'impact et la **perception** de l'observateur permet de définir **l'importance de l'impact** du projet sur le paysage. Le tableau 6 présente la grille de détermination de l'importance de l'impact du projet sur le paysage. La grille distingue les quatre niveaux d'importances suivants :

- l'importance **majeure** qui correspond à une modification profonde du paysage;
- l'importance **moyenne** qui correspond à une modification partielle du paysage;
- l'importance **mineure** qui correspond à une modification légère du paysage;
- l'importance **nulle** qui correspond à une modification négligeable du paysage.

Tableau 6

### Grille de détermination de l'importance de l'effet du projet sur le paysage

À l'échelle de l'unité de paysage	À l'échelle du champ visuel		Importance de l'impact
	Étendue de l'impact	Degré de perception par l'observateur	
Grande	Grande	Fort	Majeure
		Moyen	Majeure
		Faible	Moyenne
Grande	Moyenne	Fort	Majeure
		Moyen	Moyenne
		Faible	Moyenne
Grande	Faible	Fort	Moyenne
		Moyen	Moyenne
		Faible	Mineure
Moyen	Grande	Fort	Majeure
		Moyen	Moyenne
		Faible	Moyenne
Moyen	Moyenne	Fort	Moyenne
		Moyen	Moyenne
		Faible	Mineure
Moyen	Faible	Fort	Mineure
		Moyen	Mineure
		Faible	Nulle
Faible	Grande	Fort	Moyenne
		Moyen	Mineure
		Faible	Mineure
Faible	Moyenne	Fort	Mineure
		Moyen	Mineure
		Faible	Nulle
Faible	Faible	Fort	Mineure
		Moyen	Nulle
		Faible	Nulle

### **3. Méthodologie de la construction des simulations visuelles**

La méthodologie pour la réalisation des simulations visuelles consiste à réaliser, à partir des photographies prises préalablement par l'architecte paysagiste, un plan du terrain actuel avec les éoliennes projetées dans le logiciel Autocad. La seconde étape consiste à importer ce dessin dans le logiciel 3D studio max. Chaque éolienne est géoréférencée, sa position sur les plans et la photo correspond à sa position réelle sur le terrain. Il s'agit donc d'effectuer une modélisation 3D de la vue future à partir des plans préalablement exécutés dans Autocad. Les montagnes sont alors mises en repérage avec celles apparaissant sur la photo. De plus, l'utilisation de photographies aériennes est nécessaire pour se localiser par rapport aux repères visuels. Les arbres existants, les fermes, les maisons, les antennes de télécommunication sont tous des éléments d'une photographie aérienne qui sont également visibles sur la photo qui sera utilisée pour la conception de la simulation visuelle.

La simulation comme telle est effectuée dans le logiciel Photoshop, en adaptant aux éoliennes, la luminosité et les contrastes à ceux de la photographie existante pour obtenir une image la plus réaliste possible. Dans le cas où les photographies ne sont pas parfaites dû à la température (brouillard, nuages, etc.), les éoliennes sont alors simulées comme si elles étaient à contre-jour (couleur foncée). Soulignons qu'en réalité, les éoliennes ne seront pas ou que très peu visibles dans ces conditions climatiques.

## Annexe E

---

Méthode d'évaluation de l'intensité de l'impact  
environnemental – Climat sonore



## Méthode d'évaluation de l'intensité de l'effet environnemental – Climat sonore

La description générale de la méthodologie, suivie lors de l'évaluation de l'effet environnemental du projet, est décrite au chapitre 6 : «*Méthode d'analyse des effets environnementaux*».

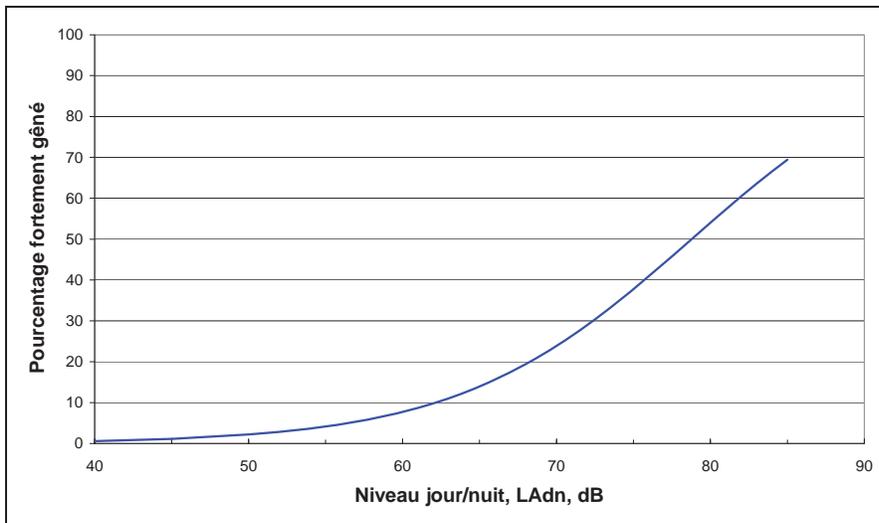
Cette approche repose, en premier lieu, sur la détermination de **l'intensité** des effets appréhendés qui peut être faible, moyenne, forte ou très forte. Par la suite, **l'étendue** et la **durée** sont considérées pour en venir à un indicateur synthèse, **l'importance de l'effet environnemental**.

En ce qui a trait à la composante bruit, la détermination de l'intensité de l'effet environnemental a été basée principalement sur la norme ISO 1996-1 <sup>[1]</sup>.

*«Pour être utile, toute méthode de description, de mesurage et d'évaluation du bruit de l'environnement doit être liée, de quelque manière que ce soit, à ce qui est connu de la réaction humaine par rapport au bruit»<sup>1</sup>.*

Plusieurs recherches ont établi des relations dose-effet associées au bruit (niveau de bruit vs réaction dans la population). Une des premières relations proposées est celle de Schultz en 1978 <sup>[2]</sup>, basée sur des bruits reliés aux transports. D'autres relations ont aussi été proposées par la suite <sup>[3,4]</sup>, en moyenne, «*elles coïncident virtuellement avec la courbe de Schultz*».

*«Par mesure de simplicité et en raison de sa signification historique, la courbe de Schultz est considérée comme la courbe à utiliser pour définir le pourcentage de la population fortement gênée par le bruit dû à la circulation routière comme une fonction du niveau acoustique jour/nuit ( $L_{dn}$ , en dBA)».*



**Figure 1 : Relation dose-effet de Schultz**

*«Cette relation dose-effet peut être utilisée pour évaluer la réponse de la collectivité à la gêne causée par d'autres sources si les termes correctifs suggérés ont été appliqués.»*

---

<sup>1</sup> Les éléments apparaissant entre guillemets sont des extraits de la norme ISO-1996-1.

En tenant compte de ce qui précède, il est possible de déterminer le pourcentage de la population fortement gênée par le bruit des éoliennes avec la courbe de Schultz, à partir des résultats de mesures et de prévisions de bruit du projet, auxquels ont été appliqués des termes correctifs.

« Dans des situations nouvelles, surtout lorsque la collectivité n'est pas familière avec la source du bruit en question, on peut s'attendre à une gêne plus importante pour la collectivité. Cette différence peut atteindre 5 dB ». Compte tenu du fait que le parc d'éoliennes projeté sera une nouvelle source de bruit dans la zone d'étude, le terme correctif utilisé pour la détermination de l'intensité de l'impact environnemental, est de + 5 dBA.

« Des recherches ont montré une plus grande attente en termes de « paix et tranquillité » dans des ensembles ruraux calmes. Dans des zones rurales calmes, cette plus grande attente de « paix et tranquillité » peut atteindre 10 dB ». Pour les zones sensibles identifiées comme « zones rurales résidentielles » ( $L_{dn}$  typique de 39 dBA<sup>[10]</sup>), le terme correctif utilisé pour la détermination de l'intensité de l'impact environnemental, est de + 10 dBA. Pour les zones sensibles agricoles (terres cultivées,  $L_{dn}$  typique de 44 dBA<sup>[10]</sup>), le terme correctif utilisé pour la détermination de l'intensité de l'impact environnemental, est de + 5 dBA.

Selon la norme ISO 1996-1, la courbe de Schultz « n'est applicable qu'aux niveaux de bruit de l'environnement de long terme, comme la moyenne annuelle ». Ainsi, l'impact appréhendé du parc éolien sur le climat sonore doit être évalué à partir de niveaux sonores initiaux et projetés représentatifs d'une longue période de temps, telle qu'une année. Compte tenu du fait que le facteur d'utilisation annuel du parc est estimé à 30 %, nous considérerons que le niveau de bruit projeté calculé, représentatif de la limite supérieure des émissions sonores du parc en exploitation, sera atteint 30 % de l'année.

Pour évaluer l'intensité de l'effet du projet sur le climat sonore, en des termes qualitatifs (i.e. faible, moyenne, forte ou très forte), la méthodologie du département des Transports des États-Unis<sup>[5]</sup> a été utilisée. Certains critères, sur lesquels se sont appuyés cette méthode, se retrouvent par ailleurs dans des publications internationales<sup>[6,9]</sup> et nationales<sup>[7,8]</sup>. Essentiellement, l'intensité est déterminée par l'ampleur du changement dans le pourcentage de la population fortement perturbée par le bruit apporté par le projet (approche relative), ainsi que par des niveaux sonores cibles (approche absolue).

### Intensité de l'effet environnemental – climat sonore

Qualification de l'intensité de l'effet environnemental	Changement dans le % de la population fortement gênée par le bruit causé par le projet (climat projeté vs climat initial)	Niveaux sonores cibles, climat sonore projeté
faible	2,0 % et moins	ou $L_{dn} \leq 55$ dBA
moyen	2,1 à 6,2 %	et $L_{dn} > 55$ dBA
fort	6,3 à 13,9 %	et $L_{dn} > 55$ dBA
très fort	14 % et plus	ou $L_{dn} \geq 75$ dBA

Par la suite, l'étendue et la durée sont considérées pour obtenir l'importance de l'effet sur le climat sonore.

## Références

- [1] ISO-1996-1, Acoustique - Description, mesurage et évaluation du bruit de l'environnement, Partie 1, Grandeurs fondamentales et méthodes d'évaluation, 2003
- [2] SCHULTZ T.J., Synthesis of social surveys on noise annoyance, J. Acoust. Soc. Am., 64(2), 1978, pp. 337-405
- [3] FINEGOLD S.F., HARRIS C.S. et VON GIERKE H.E., Community annoyance and sleep disturbance: Updated criteria for assessing the impacts of general transportation noise on people, Noise Control Eng. J., 42(1), 1994, pp. 25-30
- [4] MIEDA H.M.E. et VOS H., Exposure-response relationships for transportation noise, J. Acoust. Soc. Am., 104(6), 1998, pp. 3432-3445
- [5] HARRIS MILLER MILLER & HANSON, Transit Noise and Vibration Impact Assessment, April 1995, Report DOT-T-95-16
- [6] WORLD HEALTH ORGANIZATION, Guidelines for Community Noise, 1999
- [7] SOCIÉTÉ CANADIENNE D'HYPOTHÈQUE ET DE LOGEMENT, Le bruit du trafic routier et ferroviaire, 1981
- [8] Comité consultatif fédéral – provincial de l'hygiène du milieu et du travail – Lignes directrices nationales visant la limitation du bruit extérieur – Méthodes et concepts relatifs à l'élaboration de règlements en matière de bruit extérieur pour le Canada, mars 1989
- [9] KEITH S.E., MICHAUD D.S. et BLY S.H.P., A proposal for evaluating the potential health effects of wind turbine noise for projects under the Canadian Environmental Assessment Act, Journal of Low Frequency Noise, Vibration and Active Control, 27(4), pp. 253-265(13), December 2008.
- [10] U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, Office of Noise Abatement and Control, Protective Noise Levels, EPA 550/9-79-100, November, 1978



## Annexe F

---

Espèces d'oiseaux rapportées dans la zone d'étude  
et sa proximité



## Espèces d'oiseaux rapportées dans la zone d'étude et sa proximité

Nom français	Nom latin	Désignation provinciale	Désignation du COSEPAC	Statut de nidification
<b>Anatidae</b>				
Oie des neiges	<i>Chen caerulescens</i>			
Bernache du Canada	<i>Branta canadensis</i>			Observation
Canard noir	<i>Anas rubripes</i>			Confirmé
Canard colvert	<i>Anas platyrhynchos</i>			Possible
Canard pilet	<i>Anas acuta</i>			Observation
Sarcelle d'hiver	<i>Anas crecca</i>			
Fuligule à collier	<i>Aythya collaris</i>			
Garrot à œil d'or	<i>Bucephala clangula</i>			
Grand harle	<i>Mergus merganser</i>			
Harle huppé	<i>Mergus serrator</i>			
<b>Phasianidae</b>				
Gélinotte huppée	<i>Bonasa umbellus</i>			Confirmé
Tétras du Canada	<i>Falcapennis canadensis</i>			Confirmé
<b>Gaviidae</b>				
Plongeon huard	<i>Gavia immer</i>			Confirmé
<b>Phalacrocoracidae</b>				
Cormoran à aigrettes	<i>Phalacrocorax auritus</i>			Observation
<b>Ardeidae</b>				
Grand héron	<i>Ardea herodias</i>			Possible
Bihoreau gris	<i>Nycticorax nycticorax</i>			Possible
<b>Cathartidae</b>				
Urubu à tête rouge	<i>Cathartes aura</i>			
<b>Pandionidae</b>				
Balbuzard pêcheur	<i>Pandion haliaetus</i>			Confirmé
<b>Accipitridae</b>				
Pygargue à tête blanche	<i>Haliaeetus leucocephalus</i>	Vulnérable		
Busard Saint-Martin	<i>Circus cyaneus</i>			Possible
Épervier de Cooper	<i>Accipiter cooperii</i>			
Épervier brun	<i>Accipiter striatus</i>			Possible
Autour des palombes	<i>Accipiter gentilis</i>			
Buse à épaulettes	<i>Buteo lineatus</i>			
Petite buse	<i>Buteo platypterus</i>			Probable
Buse à queue rousse	<i>Buteo jamaicensis</i>			Possible
Buse pattue	<i>Buteo lagopus</i>			
Aigle royal	<i>Aquila chrysaetos</i>	Vulnérable		
<b>Falconidae</b>				
Crécerelle d'Amérique	<i>Falco sparverius</i>			Possible
Faucon émerillon	<i>Falco columbarius</i>			
Faucon pèlerin	<i>Falco peregrinus</i>	Vulnérable	Préoccupante	
<b>Rallidae</b>				
Gallinule poule-d'eau	<i>Gallinula chloropus</i>			Observation
<b>Charadriidae</b>				
Pluvier kildir	<i>Charadrius vociferus</i>			Confirmé
<b>Scolopacidae</b>				
Chevalier grivelé	<i>Actitis macularius</i>			Confirmé
Bécassine de Wilson	<i>Gallinago delicata</i>			Probable
Bécasse d'Amérique	<i>Scolopax minor</i>			Possible
<b>Laridae</b>				

Nom français	Nom latin	Désignation provinciale	Désignation du COSEPAC	Statut de nidification
Goéland à bec cerclé	<i>Larus delawarensis</i>			Possible
Goéland argenté	<i>Larus argentatus</i>			Observation
Goéland marin	<i>Larus marinus</i>			Observation
<b>Columbidae</b>				
Pigeon biset	<i>Columba livia</i>			Possible
<b>Strigidae</b>				
Grand-duc d'Amérique	<i>Bubo virginianus</i>			Possible
Harfang des neiges	<i>Bubo scandiacus</i>			
<b>Apodidae</b>				
Martinet ramoneur	<i>Chaetura pelagica</i>	Susceptible	Menacée	Possible
<b>Caprimulgidae</b>				
Engoulevent sp.	-			
<b>Trochilidae</b>				
Colibri à gorge rubis	<i>Archilochus colubris</i>			Possible
<b>Alcedinidae</b>				
Martin-pêcheur d'Amérique	<i>Megaceryle alcyon</i>			Confirmé
<b>Picidae</b>				
Pic maculé	<i>Sphyrapicus varius</i>			Possible
Pic mineur	<i>Picoides pubescens</i>			
Pic chevelu	<i>Picoides villosus</i>			Possible
Pic à dos noir	<i>Picoides arcticus</i>			Confirmé
Pic flamboyant	<i>Colaptes auratus</i>			Probable
Grand pic	<i>Dryocopus pileatus</i>			Observation
<b>Tyrannidae</b>				
Moucherolle à côtés olive	<i>Contopus cooperi</i>	Susceptible	Menacée	Probable
Pioui de l'Est	<i>Contopus virens</i>			Possible
Moucherolle à ventre jaune	<i>Empidonax flaviventris</i>			Probable
Moucherolle des aulnes	<i>Empidonax alnorum</i>			Confirmé
Moucherolle des saules	<i>Empidonax traillii</i>			
Moucherolle tchébec	<i>Empidonax minimus</i>			Probable
Moucherolle phébi	<i>Sayornis phoebe</i>			Possible
Tyran huppé	<i>Myiarchus crinitus</i>			Possible
Tyran tritri	<i>Tyrannus tyrannus</i>			Confirmé
<b>Laniidae</b>				
Pie-grièche grise	<i>Lanius excubitor</i>			
<b>Vireonidae</b>				
Viréo à tête bleue	<i>Vireo solitarius</i>			Probable
Viréo mélodieux	<i>Vireo gilvus</i>			Possible
Viréo de Philadelphie	<i>Vireo philadelphicus</i>			Probable
Viréo aux yeux rouges	<i>Vireo olivaceus</i>			Probable
<b>Corvidae</b>				
Mésangeai du Canada	<i>Perisoreus canadensis</i>			Confirmé
Geai bleu	<i>Cyanocitta cristata</i>			Possible
Corneille d'Amérique	<i>Corvus brachyrhynchos</i>			Confirmé
Grand corbeau	<i>Corvus corax</i>			Probable
<b>Hirundinidae</b>				
Hirondelle bicolore	<i>Tachycineta bicolor</i>			Confirmé
Hirondelle de rivage	<i>Riparia riparia</i>			Confirmé
Hirondelle à front blanc	<i>Petrochelidon pyrrhonota</i>			Confirmé
Hirondelle rustique	<i>Hirundo rustica</i>		Menacée	Confirmé
<b>Paridae</b>				

Nom français	Nom latin	Désignation provinciale	Désignation du COSEPAC	Statut de nidification
Mésange à tête noire	<i>Poecile atricapillus</i>			Confirmé
Mésange à tête brune	<i>Poecile hudsonica</i>			Probable
<b>Sittidae</b>				
Sittelle à poitrine rousse	<i>Sitta canadensis</i>			Probable
<b>Troglodytidae</b>				
Troglodyte des forêts	<i>Troglodytes hiemalis</i>			Probable
<b>Regulidae</b>				
Roitelet à couronne dorée	<i>Regulus satrapa</i>			Probable
Roitelet à couronne rubis	<i>Regulus calendula</i>			Confirmé
<b>Turdidae</b>				
Merlebleu de l'Est	<i>Sialia sialis</i>			Possible
Grive fauve	<i>Catharus fuscescens</i>			Probable
Grive de Bicknell	<i>Catharus bicknelli</i>	Vulnérable	Menacée	Probable
Grive à joues grises	<i>Catharus minimus</i>			
Grive à dos olive	<i>Catharus ustulatus</i>			Confirmé
Grive solitaire	<i>Catharus guttatus</i>			Probable
Grive des bois	<i>Hylocichla mustelina</i>			
Merle d'Amérique	<i>Turdus migratorius</i>			Confirmé
<b>Mimidae</b>				
Moqueur chat	<i>Dumetella carolinensis</i>			Probable
<b>Motacillidae</b>				
Pipit d'Amérique	<i>Anthus rubescens</i>			
<b>Sturnidae</b>				
Étourneau sansonnet	<i>Sturnus vulgaris</i>			Confirmé
<b>Bombycillidae</b>				
Jaseur d'Amérique	<i>Bombycilla cedrorum</i>			Confirmé
Jaseur boréal	<i>Bombycilla garrulus</i>			
<b>Parulidae</b>				
Paruline obscure	<i>Oreothlypis peregrina</i>			Probable
Paruline verdâtre	<i>Oreothlypis celata</i>			
Paruline à joues grises	<i>Oreothlypis ruficapilla</i>			Probable
Paruline à collier	<i>Parula americana</i>			Possible
Paruline jaune	<i>Setophaga petechia</i>			Probable
Paruline à flancs marron	<i>Setophaga pensylvanica</i>			Probable
Paruline à tête cendrée	<i>Setophaga magnolia</i>			Probable
Paruline tigrée	<i>Setophaga tigrina</i>			Confirmé
Paruline bleue	<i>Setophaga caerulescens</i>			Probable
Paruline à croupion jaune	<i>Setophaga coronata</i>			Confirmé
Paruline à gorge noire	<i>Setophaga virens</i>			Probable
Paruline à gorge orangée	<i>Setophaga fusca</i>			Probable
Paruline des pins	<i>Setophaga pinus</i>			
Paruline à couronne rousse	<i>Setophaga palmarum</i>			Probable
Paruline à poitrine baie	<i>Setophaga castanea</i>			Probable
Paruline rayée	<i>Setophaga striata</i>			Confirmé
Paruline noir et blanc	<i>Mniotilta varia</i>			Possible
Paruline flamboyante	<i>Setophaga ruticilla</i>			Probable
Paruline couronnée	<i>Seiurus aurocapilla</i>			Possible
Paruline des ruisseaux	<i>Parkesia noveboracensis</i>			Probable
Paruline à gorge grise	<i>Oporornis agilis</i>			
Paruline triste	<i>Geothlypis philadelphia</i>			Probable
Paruline masquée	<i>Geothlypis trichas</i>			Probable

Nom français	Nom latin	Désignation provinciale	Désignation du COSEPAC	Statut de nidification
Paruline à calotte noire	<i>Cardellina pusilla</i>			Probable
Paruline du Canada	<i>Cardellina canadensis</i>	Susceptible	Menacée	Probable
<b>Thraupidae</b>				
Piranga écarlate	<i>Piranga olivacea</i>			Possible
<b>Emberizidae</b>				
Bruant hudsonien	<i>Spizella arborea</i>			
Bruant familier	<i>Spizella passerina</i>			Confirmé
Bruant vespéral	<i>Pooecetes gramineus</i>			Possible
Bruant des prés	<i>Passerculus sandwichensis</i>			Confirmé
Bruant fauve	<i>Passerella iliaca</i>			Probable
Bruant chanteur	<i>Melospiza melodia</i>			Confirmé
Bruant de Lincoln	<i>Melospiza lincolni</i>			Probable
Bruant des marais	<i>Melospiza georgiana</i>			Probable
Bruant à gorge blanche	<i>Zonotrichia albicollis</i>			Confirmé
Bruant à couronne blanche	<i>Zonotrichia leucophrys</i>			
Junco ardoisé	<i>Junco hyemalis</i>			Confirmé
<b>Cardinalidae</b>				
Cardinal à poitrine rose	<i>Pheucticus ludovicianus</i>			Probable
<b>Icteridae</b>				
Goglu des prés	<i>Dolichonyx oryzivorus</i>		Menacée	Confirmé
Carouge à épaulettes	<i>Agelaius phoeniceus</i>			Confirmé
Sturnelle des prés	<i>Sturnella magna</i>			Possible
Quiscale rouilleux	<i>Euphagus carolinus</i>	Susceptible	Préoccupante	Possible
Quiscale bronzé	<i>Quiscalus quiscula</i>			Confirmé
Vacher à tête brune	<i>Molothrus ater</i>			Probable
<b>Fringillidae</b>				
Durbec des sapins	<i>Pinicola enucleator</i>			
Roselin pourpré	<i>Carpodacus purpureus</i>			Confirmé
Bec-croisé bifascié	<i>Loxia leucoptera</i>			Confirmé
Sizerin flammé	<i>Carduelis flammea</i>			
Tarin des pins	<i>Carduelis pinus</i>			Confirmé
Chardonneret jaune	<i>Carduelis tristis</i>			Probable
Gros-bec errant	<i>Coccothraustes vespertinus</i>			Possible
<b>Passeridae</b>				
Moineau domestique	<i>Passer domesticus</i>			Confirmé

## Annexe G

---

Lettres d'appui au développement éolien sur les  
terres de la Seigneurie de Beaupré





30, rue Sainte-Marguerite, Beaupré (Québec) G0A 1E0 Téléphone : 418 827-5256 Télécopieur : 418 827-5065  
cld@cldcdb.net www.cldcotedebeaupre.com



Beaupré, le 23 avril 2010

Monsieur Jacques Pichette  
MRC de La Côte-de-Beaupré  
3, rue de la Seigneurie  
Château-Richer (Québec) G0A 1N0

**Objet : Appui au développement d'un projet éolien communautaire dans la MRC de La Côte-de-Beaupré**

Monsieur,

Veillez trouver, annexée à la présente, une copie de la résolution n° 2010-CA-44 adoptée par le Conseil d'administration du Centre local de développement (CLD) de la Côte-de-Beaupré lors de la rencontre tenue le 22 avril 2010.

Nous vous demandons de bien vouloir prendre en considération le contenu de ladite résolution.

Nous vous prions d'agréer, Monsieur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Mario Leblanc'.

Mario Leblanc  
Directeur général

p.j. (1)



Québec



CLD DE LA CÔTE-DE-BEAUPRÉ

Centre local de développement

30, rue Sainte-Marguerite, Beauport (Québec) G0A 1E0 Téléphone : 418 827-5256 Télécopieur : 418 827-5065  
cid@clcdcb.net www.clcdcodebeaupre.com

MRC de La Côte-de-Beaupré  
**REÇU**

29 AVR. 2010

Par .....

**PROVINCE DE QUÉBEC  
CENTRE LOCAL DE DÉVELOPPEMENT DE LA CÔTE-DE-BEAUPRÉ**

**EXTRAIT DU PROCÈS-VERBAL** de la réunion du conseil d'administration tenue le 22 avril 2010 à 7h30 à l'Hôtel Val-des-Neiges (Salle Cap-Tourmente), 201, rue Val-des-Neiges à Beauport.

**16. PROJET DE PARCS ÉOLIENS**

**Appui au développement d'un projet éolien communautaire dans la MRC de La Côte-de-Beaupré**

**CONSIDÉRANT QUE** la MRC de La Côte-de-Beaupré et Boralex travaillent conjointement au développement d'un projet éolien communautaire situé à l'intérieur de la zone des parcs éoliens de la Seigneurie de Beauport;

**CONSIDÉRANT QUE** le projet permettra la production d'environ 75 MW total pour les années 2012, 2013 et 2014, la production additionnelle d'énergie renouvelable dans la communauté (hydroélectricité, éolien communautaire et privé), ainsi qu'une source de revenu fiable à long terme (autonomie);

**CONSIDÉRANT QUE** l'industrie éolienne sur la Côte-de-Beaupré représente un créneau d'avenir dans le développement économique de la région, qu'elle compte sur l'appui tant des acteurs et décideurs économiques que des résidents, et qu'un projet évalué à 800 M \$ est actuellement en cours sur les terres du Séminaire de Québec, lequel projet est également mené par Boralex;

**CONSIDÉRANT QUE** le projet, estimé à 70 M \$, doit être déposé au plus tard le 19 mai 2010 à Hydro-Québec qui annoncera les projets retenus à l'automne de la même année;

**EN CONSÉQUENCE**

2010-CA-44

Sur proposition de M. Mathieu Bisson et dûment appuyée par Mme France Lefrançois, **IL EST RÉSOLU** que le CLD de la Côte-de-Beaupré appuie le développement d'un projet éolien communautaire mené par la MRC de La Côte-de-Beaupré et Boralex.

**Mario Leblanc**  
Directeur général

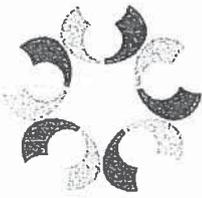
*Adoptée à l'unanimité*



Québec







**SADC**  
Société d'aide  
au développement  
de la collectivité  
de Charlevoix

Baie-Saint-Paul, le 31 mars 2010

Monsieur Jacques Pichette  
Directeur général  
MRC de La Côte-de-Beaupré  
3, rue de la Seigneurie  
Château-Richer (Québec) G0A 1N0

---

Objet : Appui au développement d'un projet éolien communautaire sur la Côte-de-Beaupré

---

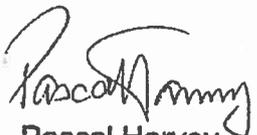
Monsieur Pichette,

Suite à la présentation du projet éolien communautaire et aux avantages liés à sa réalisation sur la Côte-de-Beaupré, la SADC de Charlevoix appui la MRC de La Côte-de-Beaupré et l'entreprise Boralex afin de poursuivre les démarches ayant comme objectif un déploiement au cours des prochaines années.

Nous croyons que la création d'un fonds de développement local découlant de ce projet est une excellente initiative qui aidera à créer et à maintenir la richesse collective.

Rappelons que la SADC de Charlevoix, organisme de développement économique financé par le gouvernement du Canada, s'implique sur la Côte-de-Beaupré depuis maintenant dix ans. La valorisation des richesses naturelles a toujours été au cœur des interventions de notre organisme et nous souhaitons y contribuer encore longtemps.

En espérant que ce projet se concrétise avec des retombées positives dans le milieu, veuillez accepter, Monsieur Pichette, mes salutations distinguées.

  
Pascal Harvey  
Directeur général

---

DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE CANADA, PARTENAIRE DE LA SADC DE CHARLEVOIX

11, rue Saint-Jean-Baptiste, Local 208, Baie-Saint-Paul (Québec) G3Z 1M1  
Téléphone : (418) 435-4033 • Télécopieur : (418) 435-1050  
Courriel : info@sadcharlevoix.ca



## Annexe H

---

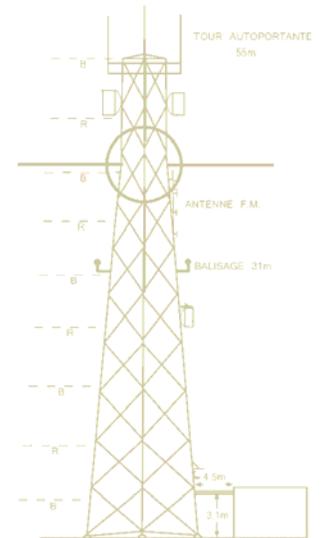
Étude d'impact environnemental - Identification des  
systèmes de télécommunications (YRH, 2012)



**PARC ÉOLIEN DE LA CÔTE-DE-BEAUPRÉ**

**ÉTUDE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL**

**IDENTIFICATION DES SYSTÈMES DE TÉLÉCOMMUNICATIONS**



Préparée pour

SNC-LAVALIN INC. DIVISION ENVIRONNEMENT  
5955, rue Saint-Laurent  
Bureau 300  
Lévis, Québec  
G6V 3P5



**Yves R. Hamel  
et Associés Inc.**

424, rue Guy  
bureau 102  
Montréal (Qc)  
Canada H3J 1S6

téléphone :

514 934 3024

télec. :

514 934 2245

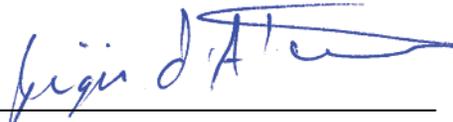
web : [www.YRH.com](http://www.YRH.com)  
courriel : [Telecom@YRH.com](mailto:Telecom@YRH.com)

# PARC ÉOLIEN DE LA CÔTE-DE-BEAUPRÉ

## ÉTUDE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL

### IDENTIFICATION DES SYSTÈMES DE TÉLÉCOMMUNICATIONS

#### Équipe responsable de la préparation de ce document



Régis d'Astous, spécialiste sr



Maurice Beauséjour, Ing.

22 mars 2012

**Note :** Ce document est rédigé selon un mandat donné à Yves R. Hamel et Associés inc. par SNC-Lavalin inc. division Environnement. Ce document est basé sur des données provenant principalement de la base de données d'Industrie Canada et de tierces parties, pour lesquelles aucune validation terrain n'a été effectuée. Conséquemment, les renseignements et conclusions écrits dans ce document sont uniquement et strictement à titre informatif. Yves R. Hamel et Associés inc. ainsi que les personnes agissant pour son compte ne pourront être tenus responsables de tout dommage direct ou indirect relié au contenu de ce document.

# TABLE DES MATIÈRES

<b>1</b>	<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>DISCUSSION</b> .....	<b>2</b>
<b>3</b>	<b>IDENTIFICATION DES SYSTÈMES</b> .....	<b>4</b>
3.1	SYSTÈMES DE DIFFUSION.....	4
3.1.1	<i>Stations de télédiffusion</i> .....	4
3.1.2	<i>Stations de radiodiffusion FM</i> .....	7
3.1.3	<i>Stations de radiodiffusion AM</i> .....	7
3.2	SYSTEMES D'AIDE A LA NAVIGATION.....	8
3.2.1	<i>Système VOR /Localizer</i> .....	8
3.3	SYSTÈMES MOBILES .....	9
3.4	SYSTÈMES POINT À POINT .....	9
3.5	SYSTÈMES POINT À MULTIPOINT .....	10
3.6	SYSTÈMES RADAR .....	11
3.7	SYSTÈMES SISMOLOGIQUES.....	12
<b>4</b>	<b>CONCLUSION</b> .....	<b>14</b>

# PARC ÉOLIEN DE LA CÔTE-DE-BEAUPRÉ

## ÉTUDE D'IMPACT IDENTIFICATION DES SYSTÈMES DE TÉLÉCOMMUNICATIONS

---

### 1 Introduction

Yves R. Hamel et Associés inc., consultants en télécommunications et radiodiffusion, a été mandatée par SNC-Lavalin inc. division Environnement, afin de vérifier l'impact potentiel de l'implantation d'un parc éolien sur les systèmes de radiodiffusion et de télécommunications présents sur le territoire non organisé Lac-Jacques-Cartier, dans la MRC de La Côte-de-Beaupré.

Ce rapport présente les résultats d'une étude visant à identifier les divers systèmes de télécommunications susceptibles de subir des perturbations suite à l'implantation du projet éolien de La Côte-de-Beaupré. Ce travail consiste notamment en l'identification des systèmes de communications micro-ondes point à point qui croiseraient la zone d'étude et la définition des zones de consultation associées s'il y a lieu, ainsi qu'en l'identification des systèmes de radar et de navigation susceptibles de subir un impact et, finalement, en l'identification du potentiel d'interférence avec les signaux de télédiffusion.

Les résultats de cette étude suivent les recommandations des lignes directrices CCCR/CANWEA.

## 2 Discussion

Des études traitant de ce sujet indiquent que de nombreux types de systèmes de télécommunications peuvent être grandement affectés par la présence des éoliennes dans leurs environs immédiats. Dans la réalité, une distance de quelques fois le diamètre du rotor est parfois suffisante pour éviter de perturber la plupart des systèmes.

L'interférence due aux éoliennes peut prendre deux formes : par *obstruction* des ondes électromagnétiques ou par *réflexion* des ondes électromagnétiques. Il en résulte une dégradation du signal reçu, ce qui affecte la performance et la fiabilité du service.

Plusieurs facteurs ayant trait à l'éolienne elle-même, tels que son type (vertical ou horizontal), le nombre et les dimensions des pales, la forme des pales et les matériaux utilisés pour leur fabrication, ainsi que la hauteur et le diamètre de la tour de support, peuvent influencer l'importance des impacts potentiels d'interférences électromagnétiques causés à des services de radiodiffusion et de télécommunications. D'autre part, certains paramètres des systèmes de télécommunications influencent leur vulnérabilité : la localisation de l'émetteur et des récepteurs par rapport aux éoliennes, la fréquence d'émission, la polarisation du signal, le type de modulation, le patron d'antenne, les caractéristiques de propagation et la topographie du terrain.

Les problèmes d'interférences associés aux éoliennes sont généralement causés par la conductivité des pales métalliques ou en fibres de carbone. Le plan de rotation des pales présente dans ces cas une grande surface conductrice causant obstruction ou réflexion du signal. L'utilisation de pales de fibre de verre/époxy ou de plastique réduit le risque d'interférences causées par la rotation des pales, mais ne l'élimine pas complètement. L'utilisation de câbles conducteurs afin de relier les parafoudres positionnés à l'extrémité des pales, suffit généralement pour que la pale réagisse pratiquement comme une pale métallique. Les structures de support des éoliennes présentent aussi un potentiel d'obstruction important et de réflexion à la transmission des signaux.

Les systèmes de télécommunications suivants ont été jugés vulnérables, sous certaines conditions, aux interférences dues à la présence d'éoliennes et seront analysés plus en détail dans la suite de ce document :

- Systèmes de diffusion radio (FM et AM) et télévision ;
- Systèmes de réception télévisuelle pour câblodistribution ;
- Systèmes d'aide à la navigation, VOR, LORAN-C ;
- Systèmes de communications mobiles VHF et UHF, cellulaire et PCS ;
- Systèmes radio point à point UHF, micro-ondes et liaisons par satellite ;
- Systèmes point à multipoint, FWA, MMDS, LMCS ;
- Systèmes de radar de navigation et de météo ;
- Réseau national sismologique canadien.

## 3 Identification des systèmes

### 3.1 Systèmes de diffusion

#### 3.1.1 Stations de télédiffusion

Historiquement, la réception des signaux de télévision analogique a été souvent affectée par les réflexions des signaux sur les surfaces des éoliennes. Les parties mobiles des éoliennes causent une distorsion vidéo qui apparaît généralement comme une ou plusieurs images fantômes, et le scintillement de ces images est synchronisé avec la fréquence de passage des pales d'éoliennes. Il n'y a généralement pas d'impact perceptible sur la qualité du signal audio puisque celui-ci est transmis en modulation de fréquence (FM). Puisque la plupart des stations de télévision analogique ont maintenant été converties à une technologie numérique moderne, la dégradation de la qualité de réception des signaux de télévision devient moins importante. Toutefois, certains cas conflictuels pourraient théoriquement encore causer une dégradation significative.

Il n'existe pas de règle permettant de déterminer la séparation minimale entre les éoliennes et les émetteurs et récepteurs TV, laquelle assurerait une réception sans interférence. La topographie du terrain ainsi que la distance relative entre les installations sont des paramètres importants. Aux États-Unis, où la technologie numérique est utilisée depuis 2009, quelques cas isolés ont été rapportés à proximité des éoliennes, dans des zones où la couverture de la station était déjà marginale avant même la construction du parc éolien. Bien qu'en technologie analogique des cas de dégradations significatives ont été notés jusqu'à des distances de plus de 10 km des parcs éoliens, en technologie numérique, l'étendue géographique de la zone où une dégradation potentielle pourrait être présente devrait être limitée à proximité des éoliennes, dans les régions situées à la limite de la zone de couverture de la station. Une analyse détaillée est requise afin de prendre en considération les conditions particulières du site étudié.

Les règles qui régissent l'opération des stations de télédiffusion allouent à chaque station un contour de service protégé à l'intérieur duquel aucun brouillage provenant d'une autre station et pouvant affecter la qualité du signal reçu n'est permis. L'installation d'éoliennes à proximité d'un site de télédiffusion demande beaucoup d'attention, car elle peut avoir un impact potentiellement négatif sur l'intégrité du contour de service de la station. L'installation d'éoliennes à la limite du contour de service d'une station de télédiffusion numérique peut

avoir un impact sur la qualité du signal reçu à proximité du parc éolien, nécessitant l'évaluation détaillée de l'interférence en tenant compte des conditions locales et la mise en place de mesures correctives, lorsque requis.

Avec la technologie numérique ATSC (Advanced Television Systems Committee), le phénomène d'images fantômes statique est complètement résolu, puisque les récepteurs numériques ont la capacité de gérer les multiples signaux réfléchis par les éoliennes et arrivant simultanément au récepteur. Tel que mentionné précédemment, en mode dynamique, soit lorsque les éoliennes sont en opération, les variations rapides du niveau des signaux réfléchis par les éoliennes pourraient excéder la capacité de certains récepteurs à compenser pour ces variations, particulièrement dans les régions où la qualité de réception est déjà marginale.

Bien que désuète, la vieille technologie analogique NTSC (National Television System Committee) sera encore utilisée pour quelques années dans certaines régions moins densément peuplée du Canada. Les images fantômes statiques ne sont pas un phénomène nouveau en télévision analogique et sont visibles dans le voisinage de la plupart des structures telles que les bâtiments, les granges, les tours de ligne haute tension, les panneaux d'affichage et même les collines et montagnes. Ce type d'images fantômes statiques est relativement commun et toléré depuis l'origine du déploiement du système de télévision nord-américaine. Afin d'améliorer la performance de la technologie de transmission de télévision analogique, une mise à jour du standard NTSC, appelée signal de référence anti-écho, a été mise en place en 1994 afin d'éliminer, ou du moins réduire, l'impact de ces images fantômes. Cependant, ce ne sont pas tous les opérateurs de radiodiffusion télévisuelle qui ont appliqué cette mise à jour.

En ce qui a trait aux images fantômes dynamiques, elles sont causées par la rotation des pales d'éoliennes et sont directement attribuables aux éoliennes. Elles peuvent également provenir d'autres sources comme les avions volant à faible altitude à proximité des aéroports ou des camions lourds en mouvement sur une route située à proximité. Dans chaque cas, certaines mesures d'atténuation de ces échos sont souvent fructueuses, mais elles ne peuvent pas toujours résoudre le problème.

Dans le cas du projet de parc éolien de La Côte-de-Beaupré, les contours de service théoriques protégés de quatre stations de télédiffusion numérique et d'une station de télédiffusion analogique couvrent théoriquement, entièrement ou en partie, la zone visée pour l'implantation des éoliennes. Aucune station ne se trouve à l'intérieur de la zone d'étude. Selon une décision du CRTC publiée le 16 août 2011, CRTC2011-494, la station analogique CBVE-TV serait autorisée à transmettre en mode analogique jusqu'au 31 août 2012, après quoi elle devra être convertie à la technologie numérique.

Tableau 1- Liste des stations TV numérique couvrant la région du projet éolien proposé

STATION	RÉSEAU	EMPLACEMENT DE L'ÉMETTEUR
CFCM-DT	TVA	Québec
CIVQ-DT	Télé-Québec	Québec
CFAP-DT	V	Québec
CBVT-DT	SRC - Français	Québec

Tableau 2- Liste des stations TV analogique couvrant la région du projet éolien proposé

STATION	RÉSEAU	EMPLACEMENT DE L'ÉMETTEUR
CBVE-TV	SRC - Anglais	Québec

En considérant que la mise en service du parc éolien de La Côte-de-Beaupré est prévu pour le 1<sup>er</sup> décembre 2015, l'évaluation détaillée de l'impact sur la réception des signaux analogiques n'est pas requise, puisqu'il n'y aura vraisemblablement plus de stations analogiques bien avant cette date.

L'impact d'un parc éolien sur la télédiffusion numérique n'est pas un phénomène connu avec précision. Toutefois, selon les données préliminaires actuellement disponibles, il est généralement reconnu dans l'industrie de la diffusion télévisuelle que la technologie numérique est beaucoup plus robuste que la technologie analogique, bien que l'on ne peut conclure que toutes les possibilités théoriques d'interférence soient éliminées.

Sur la base de l'évaluation préliminaire de la technologie ATSC et des informations disponibles concernant les performances de la télévision numérique en situation de propagation par trajets multiples, il est estimé que l'implantation d'un parc éolien ne devrait pas avoir d'impact significatif sur la qualité de réception des signaux de télévision

numérique en ce qui concerne les structures statiques. Également, puisque les performances d'un récepteur ATSC en présence d'éoliennes n'ont pas encore été validées en détails, il n'est pas possible d'affirmer que jamais aucun impact ne sera observé. Cependant, il semble acquis que l'étendue de la zone d'impact potentiel sera considérablement réduite comparativement à la zone d'impact affectant un récepteur analogique NTSC, ce qui réduirait d'autant le risque de subir une dégradation de la qualité de réception.

L'emplacement du projet de parc éolien de La Côte-de-Beaupré se trouve dans une région forestière non peuplée, située sur les Terres du Séminaire de Québec, à proximité de la réserve faunique des Laurentides. Selon les données dont nous disposons, il n'y aurait aucune résidence permanente située à moins de 10 km du projet éolien proposé.

### 3.1.2 Stations de radiodiffusion FM

Des études et analyses effectuées dans le passé ont démontré que la réception des signaux de radiodiffusion en FM est généralement peu affectée par l'implantation de parcs éoliens en autant qu'une distance minimale de quelques centaines de mètres soit maintenue entre les éoliennes et le site d'émission ou encore les sites de réception. La dégradation du signal FM est généralement perçue comme un sifflement de fond synchronisé avec la fréquence de rotation des pales. Une dégradation perceptible de la qualité du signal reçu survient typiquement seulement aux extrémités de la région couverte par la station, où le rapport signal sur bruit est déjà marginal (de l'ordre de moins de 12 dB) et à faible distance des éoliennes. Ces conditions se trouvent majoritairement en dehors des contours de service.

Il n'y a pas de station de radiodiffusion FM située à l'intérieur ou à proximité de la zone du projet éolien, ainsi aucun impact n'est appréhendé.

### 3.1.3 Stations de radiodiffusion AM

Tout comme les signaux de télédiffusion, la radiodiffusion AM est modulée en amplitude et pourrait théoriquement subir des interférences dues à la présence des éoliennes. Les signaux de radiodiffusion en AM utilisent des fréquences plus basses et donc des longueurs d'ondes beaucoup plus importantes que les signaux TV et sont par conséquent moins sujettes aux réflexions sur les éoliennes. La réception des signaux AM ne devrait donc pas

être affectée par la présence des éoliennes, à moins que le récepteur ne se trouve très près (à quelques mètres) des éoliennes. Cependant, la présence de grandes structures métalliques verticales (telles que les tours de support des éoliennes) dans les environs immédiats des antennes de diffusion AM pourrait modifier le patron de rayonnement de ces antennes en agissant comme un élément rayonnant passif.

Aucune station de radiodiffusion AM existante ne se trouve à proximité ou à l'intérieur de la zone du projet éolien, ainsi aucun impact n'est appréhendé.

## **3.2 Systèmes d'aide à la navigation**

### 3.2.1 Système VOR /Localizer

Le VOR (VHF Omnidirectional Range) et les systèmes ILS/Localizer (Instrument Landing System) utilisent des signaux dans la bande de fréquences entre 108 et 118 MHz et une combinaison de modulation en fréquence et en amplitude afin d'aider la navigation aérienne. Les émetteurs VOR sont localisés principalement sur les terrains des aéroports, mais il arrive qu'ils soient localisés le long des principaux corridors de navigation afin d'aider à la navigation en route. Les stations Localizer sont quant à elles situées en bout de piste d'atterrissage. Il est nécessaire de ménager un espace d'au moins 500 m autour des stations VOR afin de ne pas affecter l'opération et la précision des récepteurs à bord des avions. Un espace encore plus étendu devrait en plus être exempt de bâtiment et structure de hauteur importante selon la topographie, afin de ne pas affecter les signaux d'azimut. Des recherches indiquent que les éoliennes peuvent être considérées comme des structures statiques par rapport à l'opération des systèmes VOR et ne nécessiteraient qu'une autorisation d'obstacle aérien de la part de Transports Canada, comme pour toute structure de hauteur importante. Toutefois, Nav Canada, étant responsable de l'opération de ces stations VOR, souhaite être avisée au plus tôt de tout projet d'implantation à moins de 15 km de l'une de ses stations, afin de pouvoir fournir des indications au promoteur éolien sur les possibilités de réduire l'impact sur l'opération de la station au cours du processus de positionnement des éoliennes.

Aucune station VOR/DME (Distance Measuring Equipment) ne se trouve à proximité ou à l'intérieur de la zone du projet éolien, ainsi aucun impact n'est appréhendé.

### **3.3 Systèmes mobiles**

Tous les systèmes de communications mobiles fonctionnant dans les bandes VHF, UHF ainsi que les systèmes de téléphonie cellulaire et PCS dans les bandes de fréquences de 850 et 1900 MHz utilisent la modulation de phase ou de fréquence et, tout comme les systèmes de diffusion radiophonique en FM, ne sont pas sujets aux interférences causées par l'opération des éoliennes. Même si, théoriquement, il est possible que des interférences surviennent à proximité des éoliennes et lorsque le niveau de signal reçu est très faible, aucun cas documenté n'existe au sujet de ce type d'interférence. Nous n'anticipons donc pas de problème lié à ce type d'interférence.

Deux systèmes radio mobile ont été identifiés à proximité de la zone d'étude du projet éolien. Il s'agit de deux systèmes co-localisés, opérés par des entrepreneurs actuellement affectés à la construction des parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3. Compte tenu de la position de ces stations et de la hauteur de l'antenne, nous ne prévoyons aucun impact sur ces systèmes radio mobile.

### **3.4 Systèmes point à point**

Les systèmes de télécommunication point à point par micro-ondes sont utilisés entre autres pour relier les sites de diffusion à leurs studios (radiodiffusion et télédiffusion) ainsi que pour une multitude d'autres applications (radiotéléphonie, transmissions militaires ou de sécurité, etc.). Les réseaux de téléphonie et de transmission de données utilisent des liaisons micro-ondes point à point et les réseaux de téléphonie cellulaire utilisent ce type de liaisons pour relier les stations de base au centre de commutation. Les liaisons point à point dans les bandes de fréquence UHF et micro-ondes nécessitent des liaisons en ligne de vue et la présence de structures dans le parcours ou à ses abords peut engendrer des réflexions qui pourraient dégrader le signal reçu jusqu'au point d'interrompre la communication.

La construction d'éoliennes à proximité d'un parcours de liaison point à point est encore plus critique que l'érection d'une structure statique, car la rotation des pales pourrait engendrer un effet de modulation en amplitude et un effet Doppler. Selon les références sur ce sujet, un espacement latéral minimal équivalent à trois fois le rayon de la première zone de Fresnel est requis entre la ligne de vue optique de la liaison et toute éolienne située le long du parcours. Le rayon de la première zone de Fresnel dépend de la fréquence d'opération de la liaison ainsi que de la longueur totale de la liaison et de la position le long du parcours. Un

espacement latéral équivalent au rayon du rotor de l'éolienne est également ajouté afin de s'assurer que les pales du rotor se trouvent entièrement en dehors de la zone d'exclusion.

Dans le cas du projet de parc éolien de La Côte-de-Beaupré, aucune liaison point à point ne traverse la région étudiée, ainsi aucun impact n'est appréhendé.

Une requête a également été transmise aux différents services de sécurité publique afin qu'ils identifient les systèmes radio mobile et point à point qui pourraient se situer à l'intérieur ou en périphérie de la zone d'étude du projet éolien. Ils nous ont confirmé qu'aucun de leurs systèmes de télécommunications n'est situé à proximité immédiate de l'aire du projet proposé et qu'ils n'ont aucune objection concernant celui-ci. Les réponses de ces agences se trouvent à l'annexe 2.

Les mêmes critères s'appliquent aux liaisons par satellite fonctionnant généralement dans les bandes de fréquences entre 4 et 14 GHz. Lorsque l'angle d'élévation et l'azimut d'une antenne terrestre par rapport à un satellite spécifique sont connus, la distance minimale par rapport à une éolienne peut être évaluée. Selon les informations contenues dans la banque de données d'Industrie Canada, il n'y a aucune station de communication par satellite à l'intérieur de la zone étudiée, sauf possiblement des systèmes de réception télévisuelle de type résidentiel.

### **3.5 Systèmes point à multipoint**

Les systèmes de télécommunications point à multipoint sont un moyen de plus en plus populaire d'offrir l'accès Internet et la câblodistribution sans fil dans les régions rurales. Ces systèmes fonctionnent dans des bandes de fréquences situées entre 1,5 et 40 GHz et utilisent différents types de modulation. Dans le cas des systèmes point à multipoint de type grand public, la position des usagers est inconnue et la protection de ces systèmes ne peut se limiter qu'aux stations de base de ces systèmes. Une zone de consultation de 1 km est aussi associée à ces stations et, comme dans le cas des systèmes mobiles, l'installation d'éolienne pourra parfois être effectuée jusqu'à la limite de protection physique de la station radio.

Toutefois, dans le cas des systèmes point à multipoint dont les stations d'usagers nécessitent une licence d'Industrie Canada, ces systèmes sont traités comme des multiples

systèmes point à point et, par ce fait, sont inclus dans le traitement des liaisons point à point et assujetties aux mêmes contraintes. Aucun système point à multipoint n'a été identifié dans l'aire proposée du projet éolien, ainsi aucun impact n'est appréhendé..

### **3.6 Systèmes radar**

Les systèmes radar fonctionnent généralement à des fréquences entre 1 GHz et 10 GHz ou plus et utilisent la réflexion des ondes radio afin de localiser et identifier des objets. Les systèmes de radar, autant civils que militaires, sont pour la plupart utilisés à des fins de contrôles aérien et maritime ainsi que pour établir des prévisions météorologiques. Toute structure se trouvant dans le champ de vision du radar retournera vers la source une partie du signal émis, qui sera traité par le récepteur radar.

La filtration et le traitement du signal reçu permettent de déterminer s'il provient d'une structure fixe comme un bâtiment ou d'une cible mobile comme un avion par exemple. Ce traitement du signal permet généralement d'éviter que les structures fixes n'apparaissent sur les affichages des récepteurs radar, facilitant ainsi la tâche des opérateurs. De plus, les radars de navigation ont un angle de visée positif, réduisant la visibilité des structures localisées à une certaine distance des sites radars. Les radars météo par contre ont un angle de visée horizontal ou même pointent légèrement vers le bas afin de percevoir des nuages et précipitations le plus près possible du sol. Ainsi, des structures situées même au-delà de l'horizon peuvent être perçues par ce type de radar.

En ce qui concerne les structures mobiles comme les rotors et les pales d'éoliennes, leur fonctionnement engendre d'importantes perturbations des récepteurs des signaux radar puisque leur signature radar change constamment avec la vitesse de rotation des pales et la direction du vent. De plus, lorsque de nombreuses éoliennes sont localisées à proximité les unes des autres, il devient pratiquement impossible de filtrer et éliminer ces réflexions. Les tentatives de développement d'algorithmes de filtration n'ont pas obtenu de résultats probants jusqu'à présent. Les efforts de recherche visent présentement le développement des pales de rotor et nacelles en matériaux qui absorbent les signaux radar, mais ces éoliennes « invisibles » aux radars en sont encore à plusieurs années de leur possible mise en marché.

Aucune station radar météorologique n'a été identifiée à moins de 50 km et deux stations radar de navigation aérienne de Nav Canada ont été identifiées à moins de 80 km de la zone

du projet éolien proposé. La station radar de Nav Canada la plus rapprochée est celle de l'aéroport de Québec, située à environ 66,2 km au sud-ouest de la zone du projet éolien proposé. Il s'agit d'une station radar d'approche, pour laquelle une distance de consultation de 40 km est applicable. Dans le deuxième cas, il s'agit de la station radar de surveillance primaire (PSR) et secondaire (SSR) opérée par Nav Canada située à Bernières, à environ 75,6 km de la limite de la zone d'étude du projet éolien proposé. Une distance de consultation de 80 km est requise pour une station PSR. Nav Canada effectuera les évaluations nécessaires au cours du processus obligatoire de proposition d'utilisation des sols qui devra être initié par l'initiateur. Compte tenu de la distance et de la topographie environnante, il est peu probable que Nav Canada ait une objection au projet proposé, puisque ce parc éolien s'intègre géographiquement dans les parcs de la Seigneurie-de-Beaupré 2 et Seigneurie-de-Beaupré 3.

Nous avons aussi transmis une requête au ministère défense nationale (DND) afin qu'ils identifient les systèmes de communication et d'aide à la navigation, radar ou autre, qui pourraient se situer dans un rayon de 100 km du projet éolien proposé. Ils nous ont confirmé sous le numéro de référence **WTA-2020**, n'avoir aucune objection concernant la zone d'étude du projet éolien de La Côte-de-Beaupré. Les courriels de réponse du DND se trouvent à l'annexe 2. Le numéro de référence mentionné plus haut devra être utilisé pour toute communication future avec le DND relative à ce projet.

### **3.7 Systèmes sismologiques**

Bien que les stations sismologiques du Réseau national sismologique canadien ne soient pas en soi des systèmes de télécommunications, les discussions en cours entre l'Association canadienne de l'énergie éolienne (ACEE) et le Conseil consultatif canadien sur la radio (CCCR) suggèrent d'inclure l'analyse de l'impact potentiel sur ces stations dans le cadre de l'étude d'impact sur les systèmes de télécommunications. En effet, les instruments d'une grande sensibilité permettant de détecter de légers tremblements de terre, même imperceptibles à la population, pourraient être affectés par le bruit causé par les vibrations transmises au sol lors de l'activité d'une éolienne à proximité d'une de ces stations sismologiques.

Aucune station sismologique du Réseau national sismologique canadien n'a été identifiée à moins de 10 km du projet éolien proposé, ainsi aucun impact n'est appréhendé. La station la plus près, Misere (lettre d'appel A54), fait partie du réseau CNSN et est située à 33,9 km

au nord-est de l'aire d'étude. Deux autres stations sont situées environ à 44 et 49 km au nord-est et à l'est de la zone d'étude.

## 4 CONCLUSION

Cette étude visait à effectuer l'identification et l'analyse préliminaire des systèmes de télécommunications inscrits dans la base de données d'Industrie Canada et situés dans un rayon de 100 km du projet éolien proposé, qui seraient à risque de subir des interférences dues à l'opération du parc éolien de La Côte-de-Beaupré. Cette analyse inclut certains systèmes de sécurité publique.

Quatre stations de télévision numériques et une station de télévision analogique couvriraient théoriquement la région du parc éolien proposé. Compte tenu de la topographie environnante, il est peu probable que ces stations ne couvrent réellement cette région. De plus, compte tenu qu'il n'y a aucune résidence permanente dans le secteur d'étude, aucune étude plus détaillée de l'impact sur la qualité de réception des signaux numériques ne sera nécessaire.

Aucun autre système de radiodiffusion (station AM et FM) ne se trouve à l'intérieur ou à proximité de la zone d'étude du projet éolien proposé.

Aucune liaison micro-ondes point à point traversant la zone d'étude n'a été identifiée.

Deux stations de base radio mobile co-localisées ont été identifiées à proximité de la zone d'étude. Compte tenu de la position, de la technologie et de la configuration de ces stations, nous n'anticipons aucun impact significatif sur ces systèmes.

Aucune station radar météorologique n'a été identifiée à moins de 50 km, mais une station radar PSR de navigation aérienne se situe à l'intérieur d'un rayon de 80 km de la zone d'étude. Une consultation devra être effectuée avec Nav Canada selon le processus obligatoire de proposition d'utilisation des sols.

Aucune station sismologique n'est située à l'intérieur des distances de consultation prescrites de 10 km.

## Références

Dipak L. Sengupta, Thomas B. A. Senior, “Electromagnetic Interference from Wind Turbines” in Wind Turbine Technology: Chapter 9, David A, Spera (Ed), ASME Press, 1994.

David F. Bacon, “Fixed-link Wind-Turbine exclusion zone method”, D.F. Bacon, 2002.

M. M. Butler, D. A. Johnson, “Effect of windfarm on primary radar”, DTI PUB URN No. 03/976, 2003.

RABC/CANWEA “Technical Information and Coordination Process Between Wind Turbines and Radiocommunication and Radar Systems”, Draft version 8, April 2010.

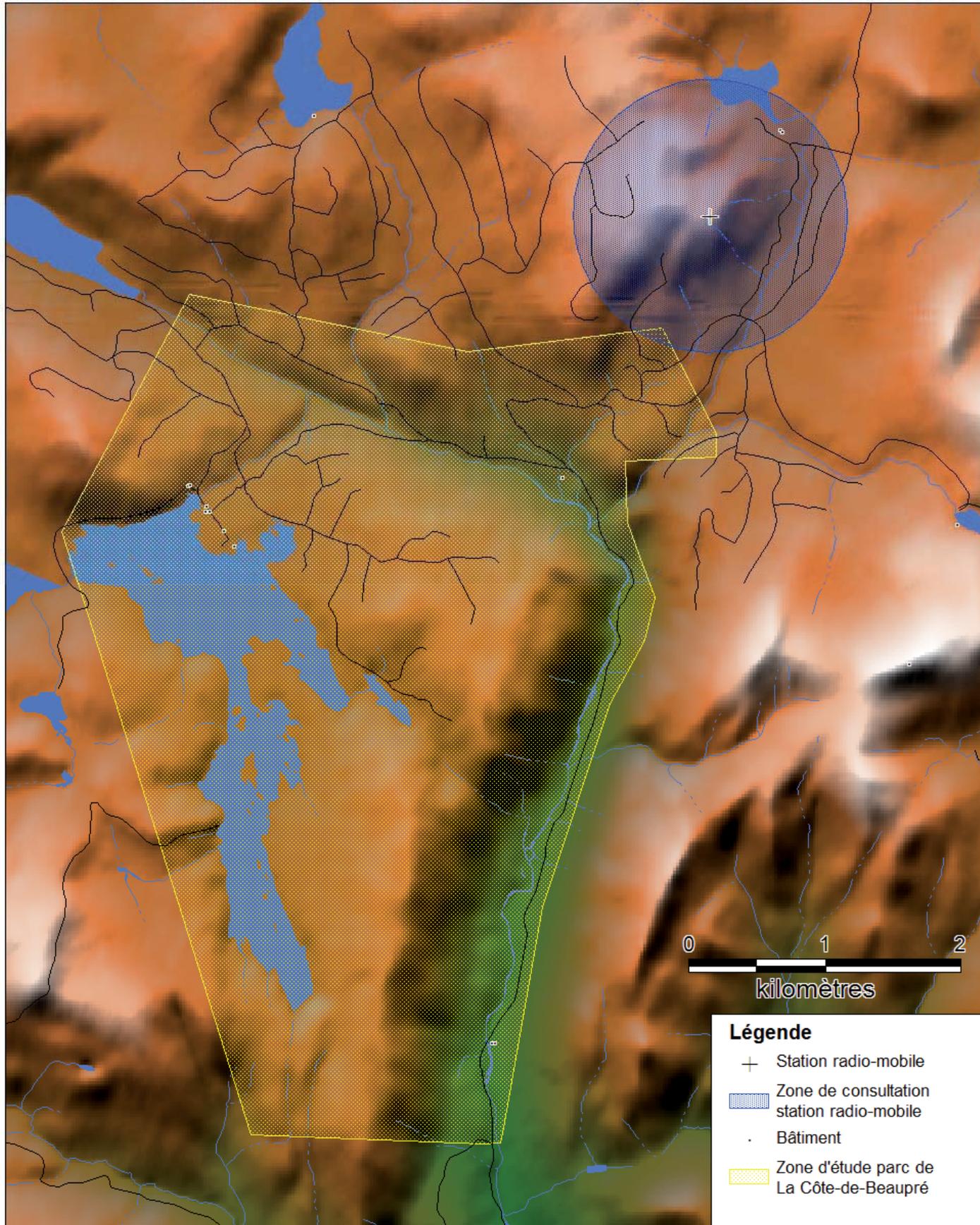
Conseil de la Radiodiffusion et des Télécommunications Canadiennes, Décision de radiodiffusion CRTC 2011-494”, 16 août 2011.

ATSC Standard, “ ATSC Recommended Practice: Receiver Performance Guidelines”, Document A/74, June 2004 with corrigendum July 2007.

## Annexe 1

### Aperçu général du projet éolien de La Côte-de-Beaupré et des systèmes de télécommunications de la région

# PARC ÉOLIEN DE LA CÔTE-DE-BEAUPRÉ ET LES ZONES DE CONSULTATION DES SYSTÈMES DE TÉLÉCOMMUNICATIONS ASSOCIÉS



## Annexe 2

Réponses des diverses agences de sécurité publique

concernant leurs

systèmes de radiocommunication

et d'aide à la navigation

-----Original Message-----

From: ADIN.SWITZER@forces.gc.ca [mailto:ADIN.SWITZER@forces.gc.ca]  
Sent: February-07-12 8:40 AM  
To: Regis Dastous  
Cc: JOCELYN.BELAND@forces.gc.ca  
Subject: Detailed Analysis - No Interference - Seigneurie-de-Beaupre 5 QC - WTA-2020

Regis,

We have completed the detailed analysis of your proposed site, Seigneurie-de-Beaupre 5, QC (WTA-2020). The results of our detailed analysis have shown that there is likely to be no interference with DND radar and flight operations.

Therefore, as a result of these findings we have no objections with your project as submitted (attached). Should there be any changes to the site please re-submit the proposal for another assessment using the assigned WTA number listed above.

Thank you for your patience on this matter and for considering DND radar and airport facilities in your project development process.

If you have any questions feel free to contact me.

Thank you.

<<Seigneurie de Beaupré DND submission form.xls>>

Adin Switzer  
Capt  
AEC Liaison Officer  
CCISF/ESICC  
ATESS/ESTTMA  
Défense nationale | National Defence  
8 Wing Trenton, Astra, ON K0K 3W0  
TEL: 613 392-2811 Ext4834 (CSN: 827-4834)  
FAX: 613 965-3200

---

**From:** MARIO.LAVOIE2@forces.gc.ca [mailto:MARIO.LAVOIE2@forces.gc.ca]  
**Sent:** February-02-12 10:58 AM  
**To:** Regis Dastous  
**Cc:** +WindTurbines@forces.gc.ca  
**Subject:** FW: Seigneurie-de-Beaupré 5 (SB-5) windfarm project

I have reviewed your proposal in respect to DND's radio communication systems, and I have no objections or concerns.

Thank you for coordinating with DND.

Have a good Day.

Mr. Mario Lavoie

Spectrum Engineering Technician  
National Defence | Défense nationale  
Ottawa, Canada K1A 0K2

[mario.lavoie2@forces.gc.ca](mailto:mario.lavoie2@forces.gc.ca)

Telephone | Téléphone 613-992-3479

Facsimile | Télécopieur 613-991-3961

Government of Canada | Gouvernement du Canada

**From:** Réjean Gosselin [mailto:rejean.gosselin@cspq.gouv.qc.ca]  
**Sent:** February-07-12 10:38 AM  
**To:** Regis Dastous  
**Subject:** RE P-2011335 Nouveau projet de parc éolien Seigneurie de Beaupré 5



Salut Régis!

Nous n'avons aucune liaison dans ce nouveau secteur tel que défini sur Google Earth. En passant, c'est parfait ce genre de fichier car tout mon réseau est en fichier kml aussi.

Voilà!

**Réjean Gosselin, ing.**  
Chef de division  
Service de l'ingénierie  
Direction générale des réseaux de télécommunication (DGRT)  
Centre de services partagés du Québec

1500, Cyrille-Duquet, 1er étage  
Québec (Québec) G1N 4T6  
Téléphone : 418 643-1500 Poste : 2226  
Télécopieur : 418 643-0998

---

**From:** Francine Boucher [mailto:FRANCINE.BOUCHER@rcmp-grc.gc.ca]  
**Sent:** February-02-12 4:07 PM  
**To:** Regis Dastous  
**Cc:** windfarm\_coordinator@rcmp-grc.gc.ca  
**Subject:** Re: P-2011335 Seigneurie-de-Beaupré 5 (SB-5) wind farm project, QC

Bonjour Régis,

The proposed wind project SB-5 does not create a problem for the RCMP as our closest site is located 21 km away.

Please do not hesitate to call me should there be further questions.

Thank you,

Francine Boucher  
RCMP - Radio Spectrum Mgt  
613-998-7338  
[francine.boucher@rcmp-grc.gc.ca](mailto:francine.boucher@rcmp-grc.gc.ca)

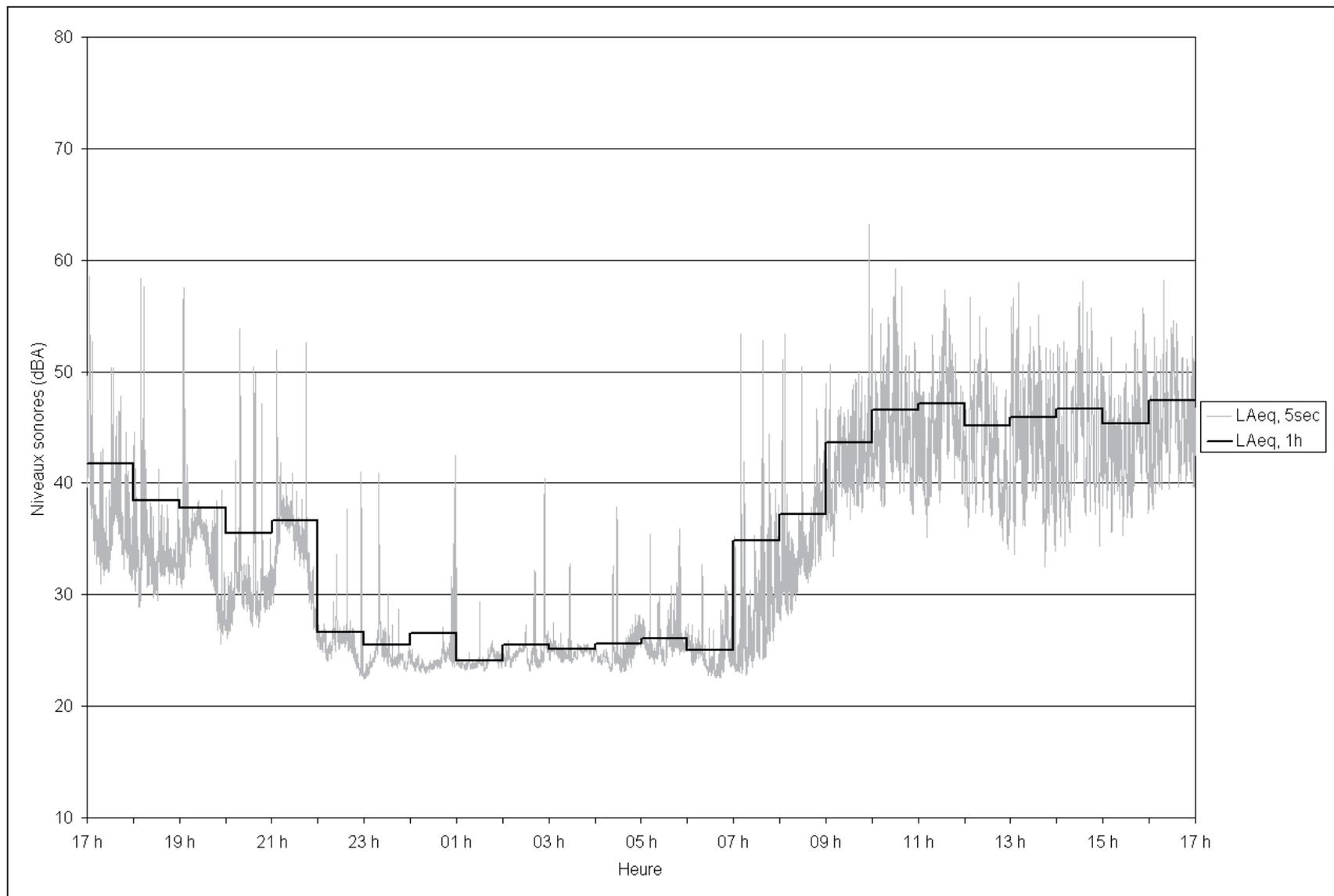


## Annexe I

---

Graphiques des résultats de mesure de bruit initial au point A et conditions météorologiques





**Figure I-1 – Niveau sonore mesuré au point A, du 8 au 9 août 2006**



## Station météorologique d'environnement Canada - Beauport

Rapport de données horaires pour le 8 août, 2006										
H e u r e	Temp. °C	Point de rosée °C	Hum. rel. %	Dir. du vent 10's deg	Vit. du vent km/h	Visibilité km	Pression à la station kPa	Hmdx	Refroid. éolien	Temps
00:00	17,4	14,3	82	24	9	M	M			NA
01:00	17,0	14,2	84	24	7	M	M			NA
02:00	16,8	14,2	85	26	7	M	M			NA
03:00	17,1	14,3	84	27	9	M	M			NA
04:00	17,0	14,2	84	30	9	M	M			NA
05:00	18,5	12,0	66	33	6	M	M			NA
06:00	18,8	12,6	67	33	6	M	M			NA
07:00	19,5	11,9	61	36	9	M	M			NA
08:00	20,9	11,7	56	35	9	M	M			NA
09:00	21,7	12,2	55	33	13	M	M			NA
10:00	22,5	9,2	43	32	11	M	M			NA
11:00	22,5	11,9	51	31	15	M	M			NA
12:00	23,8	10,5	43	32	19	M	M			NA
13:00	23,8	9,2	39	31	20	M	M			NA
14:00	24,2	8,2	36	35	15	M	M			NA
15:00	25,0	7,8	33	33	13	M	M			NA
16:00	24,6	5,4	29	33	13	M	M			NA
17:00	24,1	6,4	32	33	15	M	M			NA
18:00	23,1	6,1	33	33	13	M	M			NA
19:00	21,5	6,5	38	32	7	M	M			NA
20:00	20,2	7,6	44	1	6	M	M			NA
21:00	19,3	8,6	50	34	6	M	M			NA
22:00	17,2	9,7	61	35	4	M	M			NA
23:00	15,7	9,5	67	25	6	M	M			NA

## Station météorologique d'environnement Canada - Beauport

Rapport de données horaires pour le 9 août, 2006										
H e u r e	Temp. °C 	Point de rosée °C 	Hum. rel. % 	Dir. du vent 10's deg	Vit. du vent km/h 	Visibilité km	Pression à la station kPa	Hmdx	Refroid. éolien	Temps
00:00	14,1	9,1	72	28	6	M	M			NA
01:00	13,3	9,1	76	29	6	M	M			NA
02:00	12,5	8,9	79	25	6	M	M			NA
03:00	12,1	9,3	83	25	9	M	M			NA
04:00	11,6	9,4	86	29	6	M	M			NA
05:00	11,5	9,0	85	26	6	M	M			NA
06:00	13,0	9,5	79	25	7	M	M			NA
07:00	15,6	11,2	75	26	7	M	M			NA
08:00	18,0	12,3	69	24	13	M	M			NA
09:00	20,2	12,2	60	24	11	M	M			NA
10:00	22,5	12,7	54	23	13	M	M			NA
11:00	24,0	11,3	45	23	20	M	M			NA
12:00	24,7	10,7	41	22	20	M	M			NA
13:00	25,0	11,0	41	25	20	M	M			NA
14:00	25,8	11,3	40	23	20	M	M			NA
15:00	25,6	10,7	39	23	22	M	M			NA
16:00	25,4	11,0	40	23	22	M	M			NA
17:00	24,2	11,0	43	24	20	M	M			NA
18:00	23,9	11,0	44	22	22	M	M			NA
19:00	22,9	12,0	50	23	15	M	M			NA
20:00	22,1	12,5	54	23	17	M	M			NA
21:00	21,3	12,6	58	23	17	M	M			NA
22:00	21,0	12,8	59	24	19	M	M			NA
23:00	19,9	13,7	67	29	6	M	M			NA



## Parc éolien de la Côte-de-Beaupré

---



**SNC-LAVALIN**  
**Environnement**

5955, rue Saint-Laurent, Bureau 300  
Lévis (Québec) G6V 3P5

**Jérôme Beaulieu**  
418 837-3621  
[jerome.beaulieu@snclavalin.com](mailto:jerome.beaulieu@snclavalin.com)



106, rue Industrielle  
New Richmond (Québec) G0C 2B0

**Jean-François Hudon**  
Tél. : 418-392-5088, poste 22  
[jfhudon@activaenviro.ca](mailto:jfhudon@activaenviro.ca)