

Avis au lecteur:

Ce document a été traduit et relu par le promoteur du projet (Société en commandite Chaleur Ventus) et non par les auteurs originaux du rapport. En cas de divergence entre les documents originaux rédigés en anglais et cette version traduite en français, le document original en anglais sera considéré comme correct.

Si vous trouvez une erreur dans ce document par rapport à la version anglaise, veuillez nous en informer à info@chaleurventus.ca

PROJET D'ÉNERGIE ÉOLIENNE CHALEUR VENTUS

DOCUMENT D'INSCRIPTION

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE CHALEUR VENTUS

Septembre 2019



wsp



PROJET D'ÉNERGIE ÉOLIENNE CHALEUR VENTUS

DOCUMENT D'INSCRIPTION

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE CHALEUR VENTUS

N ° DE PROJET WSP : 181-07802

DATE : 5 SEPTEMBRE 2019

WSP

1 SPECTACLE LAKE DRIVE

DARTMOUTH, NS, CANADA B3B 1X7

T : +1 902-935-9955

F : +1 902-835-

1645 WSP.COM



5 septembre 2019

Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick, Évaluation de l'impact sur l'environnement
B.P. B.P. 6000
Fredericton, Nouveau-Brunswick E3B 5H1 Chaleur Ventus Société en Commandite

Objet : Projet d'énergie éolienne Chaleur Ventus Impact sur l'environnement Évaluation

À qui de droit,

La société en commandite Chaleur Ventus propose le développement du projet d'énergie éolienne Chaleur Ventus. Le projet proposé est situé sur un terrain privé au sud de la route 303 à Anse-Bleue, dans le comté de Gloucester, au Nouveau-Brunswick et aura une capacité de production totale d'électricité de 20 mégawatts. Le projet comprendra cinq convertisseurs d'énergie éolienne, des routes d'accès, un système de collecte, une sous-station et des zones de dépôt temporaires associées à la construction. Les travaux du projet devrait commencer début 2020. La livraison et la mise en service des éoliennes commenceront à la fin de 2020, dans l'attente de recevoir toutes les autorisations et tous les permis requis.

Ce projet est considéré comme un « engagement » au sens de l'Annexe A du *Règlement sur l'évaluation des incidences sur l'environnement 87-83*, décrit dans l'alinéa b) de l'Annexe « A » (« toutes les installations de production d'électricité avec une production de trois mégawatts ou plus »).

Le document suivant comprend une description du projet, un aperçu des conditions existantes, un examen des interactions identifiées entre la composante environnementale valorisée par le projet et l'approche permettant de mener à bien l'évaluation de tout effet résiduel et de leurs importances. Une évaluation complète des effets résiduels n'est pas incluse dans le présent document car des études de terrain de référence sont actuellement en cours pour le projet. Une fois les enquêtes de base terminées, toute atténuation spécifique à un site pouvant être requise suite à l'identification d'éléments sensibles dans la zone du projet sera incluse dans l'analyse d'impact finale, laquelle sera soumise à une date ultérieure.

Cordialement,

Sean Cassidy, P.Eng.
Directeur - Atlantic Environment (NS)

1 Spectacle Lake Drive
Dartmouth, NS, Canada B3B 1X7

T : +1 902-835-9955
F : +1 902-835-1645
wsp.com

SIGNATURES

COLLABORATEURS

Brady Leights B.Et, Dip.R.M. E.Pt., Technicienne
Environnement Tiffany MacAulay, M.Sc., biologiste
Tanya Morehouse, B.Sc.F., Spécialiste principale en SIG

PRÉPARÉ PAR



Jennifer Fernet, M.Sc., P.Ag. (SK)
Scientifique de l'environnement.

REVU PAR



Andrew Roberts, M.A.Sc.
Chef d'équipe - Approbations et permis,
Environnement (ON)

REVU PAR



Sean Cassidy, P.Eng.
Directeur - Atlantic Environment (NS)

Ce rapport a été préparé par WSP pour le compte de la société en commandité Chaleur Ventus, conformément au contrat de services professionnels. La divulgation de toute information contenue dans ce rapport est de la responsabilité exclusive du destinataire. Les éléments qu'il contient reflètent le meilleur jugement de WSP à la lumière des informations dont il disposait au moment de la préparation. Toute utilisation de ce rapport exercée par un tiers, ou toute confiance ou décision à prendre sur la base de ce rapport, sont de la responsabilité de ces tiers. Le cas échéant, WSP n'accepte aucune responsabilité pour les dommages subis par une tierce partie à la suite de décisions ou d'actions fondées sur ce rapport. Cette déclaration de limitations est considérée comme faisant partie de ce rapport.

L'original du document technologique envoyé avec la présente a été authentifié et sera conservé par WSP pendant au moins dix ans. Le fichier transmis étant maintenant hors du contrôle de WSP et son intégrité ne pouvant plus être assurée, aucune garantie ne peut être donnée en ce qui concerne les modifications apportées à ce document.

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

La société en commandité Chaleur Ventus propose le développement du projet d'énergie éolienne Chaleur Ventus. Les partenaires commanditaires de la société en commandité Chaleur Ventus sont Windforce Investment Inc. et l'Association Mieux-Être Bathurst Wellness Association Inc. Teksuk Management Inc., en sa qualité de partenaire général de société en commandité Chaleur Ventus, sera chargé d'appuyer l'élaboration, la construction et l'exploitation du projet et de continuer à participer à toutes les activités de mobilisation des Premières nations et de la consultation des intervenants. Teksuk Management Inc. est une filiale à part entière de Naveco Power Inc.

Le projet est situé sur des terres du comté de Gloucester, dans le nord du Nouveau-Brunswick, et aura une capacité de production d'électricité totale de 20 mégawatts. Ce projet est considéré comme un « Engagement » au sens de l'annexe A du *Règlement 87-83 sur l'évaluation des répercussions environnementales*. L'annexe A du Règlement identifie les types de projets qui doivent être soumis à l'enregistrement auprès de la Division des sciences et de la protection de l'environnement de la Direction des études d'impact sur l'environnement, Environnement et Gouvernements locaux.

Le projet comprendra cinq convertisseurs d'énergie éolienne, des routes d'accès, un système de collecte, une sous-station et des aires de pose temporaires associées nécessaires à la construction. Le projet devrait comprendre des convertisseurs d'énergie éolienne Enercon EP3-126 d'une puissance nominale de 4 mégawatts. Chaque ensemble sera composé de la tour, du moyeu, de la nacelle, des pales du rotor et du contrôleur, d'une hauteur totale de 179,5 à 194,5 mètres. Le diamètre total du rotor du convertisseur d'énergie éolienne sera de 127 mètres. Il est prévu que chaque convertisseur d'énergie éolienne sera érigé sur une fondation en béton. Les dimensions, la profondeur et le type de fondation dépendront d'une évaluation des caractéristiques locales du sol et de la géologie, des forces du vent et des détails spécifiques de chaque site.

Le calendrier proposé pour le projet dépend de l'obtention de toutes les approbations nécessaires. La préparation et les travaux du site devraient commencer au début de 2020 et durer environ huit mois. Les travaux auront lieu pendant les heures de la journée. Le projet devrait être opérationnel d'ici la fin de 2020 sujet à la réception des autorisations et les permis requis. La durée de vie prévue du projet est estimée à 30 ans, ce qui est conforme à l'espérance de vie des convertisseurs d'énergie pour éolienne.

La société en commandité Chaleur Ventus continuera de faire participer les communautés Premières Nations situées à proximité du site du projet tout au long de son développement, de sa construction et de son exploitation, afin de veiller à ce que toutes les questions et préoccupations soient traitées de manière appropriée.

À ce jour, la société en commandité Chaleur Ventus a amorcé son engagement auprès de plusieurs intervenants. Pendant toute la durée du projet, la société en commandité Chaleur Ventus continuera de faire participer les membres de la communauté aux informations sur la construction du projet et aux mesures de sécurité, ainsi que par des sessions de formation qui familiariseront les membres de la communauté avec le fonctionnement d'un projet éolien. La société en commandité Chaleur Ventus consultera les autorités et les agences locales compétentes concernant le calendrier de la construction et les informations importantes sur l'utilisation des routes afin de veiller à ce que les travaux et l'exploitation du projet répondent aux normes de sécurité les plus élevées.

La société en commandité Chaleur Ventus a tenu et continuera de tenir des réunions ciblées avec des représentants du gouvernement et des intervenants clés afin de s'assurer qu'ils sont tenus au courant de toutes les activités de planification et d'information relatives au projet. La société en commandité Chaleur Ventus a été proactive en faisant participer les membres du Parlement du Nouveau-Brunswick, les membres de l'assemblée législative et d'autres représentants du gouvernement afin de les informer du développement potentiel dans la zone du projet. De plus, des consultations avec des organismes fédéraux, dont Navigation Canada, Transports Canada, la Gendarmerie royale du Canada, Radars météo au Canada, la Garde côtière canadienne et le ministère de la Défense nationale ont également été menées à terme.

Des informations de base supplémentaires, spécifiques à un site, sont en cours d'être recueillies afin d'étayer l'évaluation des effets dans l'analyse d'impact finale. Une fois les informations recueillies et les rapports associés terminés, ils seront soumis au ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick.

Un examen des activités du projet, de la législation applicable et de l'expérience d'évaluation antérieure a permis d'identifier les composants environnementaux valorisés en raison de leurs sensibilités potentielles aux effets du projet. Les composants environnementaux valorisés sélectionnés pour cette évaluation sont :

- Terrain et sols
- Hydrologie de surface
- Poissons et habitat du poisson
- Les zones humides
- La végétation terrestre
- La faune terrestre , y compris les oiseaux et les chauves-souris
- Espèces de préoccupations pour la conservation
- Patrimoine et ressources archéologiques
- L'utilisation des terres
- Le bruit
- Scintillement de l'ombre
- Esthétique visuelle
- Interférence électromagnétique
- Economie locale
- L'aviation

Le présent document de référence donne un aperçu de l'approche adoptée pour réaliser l'étude d'impact et l'étape d'examen préalable de la composante environnementale évaluée pour le projet. Ce document ne comprend pas d'étude d'impact complète, car les données de référence actuellement disponibles sont insuffisantes pour permettre une évaluation des effets scientifiquement défendable et fiables. Suite à l'identification des caractéristiques sensibles dans la zone du projet, les enquêtes de référence sont en cours et, une fois terminées, les mesures d'atténuation propres à chaque site qui pourraient être nécessaires seront incluses dans les rapports finaux. Celles-ci seront prises en compte dans les évaluations des effets résiduels qui seront soumises à une date ultérieure.

D'après les résultats de l'examen préalable de CVE du projet, il est prévu que la majorité des interactions de composante environnementale valorisée par le projet n'entraînera pas d'effets résiduels. Le projet incorporera des mesures d'atténuation appropriées pour éviter ou réduire les effets potentiels. Une analyse plus approfondie sera effectuée pour déterminer l'importance des effets suivants du projet et soumise une fois que les données de base spécifiques au site seront disponibles pour compléter l'évaluation.

- L'exploitation du projet peut entraîner des collisions d'oiseaux et de chauves-souris avec des convertisseurs d'énergie éolienne
- Les travaux et l'exploitation du projet peuvent amener les oiseaux à modifier leur voies de migration
- Les travaux et l'opération du projet pourrait déplacer les oiseaux et les chauves-souris de leurs habitats précédemment utilisés dans la zone du projet

Une évaluation des opportunités d'emploi et d'affaires a été complétée dans ce document. Le projet aura un effet résiduel positif important sur l'environnement social en ce qui concerne l'emploi et les opportunités commerciales. Pour que le projet aille de l'avant, les gens sont tenus de doter le projet en personnel, ce qui se traduira par des revenus et des possibilités de formation. La construction et l'exploitation du projet créeront des emplois et généreront des revenus. Les employés dépensent généralement leurs revenus là où ils vivent et, par conséquent, des avantages indirects se produiront également pendant la durée de vie du projet. On prévoit que la majeure partie de la main-d'œuvre pour les travaux sera embauchée localement. Le projet se traduira par une formation et une expérience accrues sur le marché du travail, ce qui aura un effet positif sur les opportunités futures. Les dépenses du projet entraîneront une augmentation du produit intérieur brut et les opérations du projet généreront des recettes fiscales pour les gouvernements municipaux, provinciaux et fédéral.

TABLE DES MATIÈRES

1	INTRODUCTION.....	1
1.1	Promoteur.....	1
1.1.1	Nom et adresse du promoteur	1
1.1.2	Contact du principal promoteur	1
1.1.3	Contact de l'évaluation environnementale	1
1.1.4	Propriété des biens	1
1.2	Cadre réglementaire.....	2
1.2.1	Fédéral	2
1.2.2	Provincial	2
1.2.3	Municipal	3
1.2.4	Approbations et permis.....	3
1.3	Structure documentaire	4
2	PREMIÈRE NATION ET PARTICIPATION PUBLIQUE.....	5
2.1	Engagement de Première Nation	5
2.2	Consultation publique	6
2.2.1	Réunions publiques et sessions d'information	6
2.2.2	Notifications	6
2.2.3	Comité de liaison avec les collectivités	6
2.3	Consultation réglementaire.....	6
3	DESCRIPTION DU PROJET	7
3.1	Nom du projet.....	7
3.2	Aperçu du projet	7
3.3	But, raison d'être et nécessité de l'engagement.....	11
3.3.1	Besoin de pour le projet	11
3.3.2	Avantages.....	11
3.4	Emplacement du projet	11
3.5	Considérations relatives à l'emplacement.....	12
3.5.1	Considérations relatives à l'environnement et à l'utilisation des terres.....	12

3.5.2	Sites alternatifs.....	13
3.6	Composants physiques et dimensions du projet	14
3.6.1	Infrastructure du projet.....	14
3.6.2	Dynamitage	15
3.6.3	Approvisionnement de l'eau.....	15
3.6.4	Travaux électriques et interconnexion au réseau	15
3.6.5	Convertisseurs d'énergie éolienne et tour météorologique.....	15
3.7	Activités des travaux	16
3.7.1	Nettoyage du site et travaux des routes d'accès	16
3.7.2	Nivellement.....	17
3.7.3	Installation des bâtiments temporaires	17
3.7.4	Travaux des sites d'éoliennes et des plates-formes de grues	17
3.7.5	Livraison de l'équipement	18
3.7.6	Travaux des fondations de la turbine.....	18
3.7.7	Montage et installation de l'éolienne	18
3.7.8	Travaux du système de collecte électrique.....	19
3.7.9	Travaux de l'interconnexion électrique	19
3.7.10	Travaux de la sous-station du transformateur.....	19
3.7.11	Tours météorologiques	20
3.7.12	Nettoyage et remise en état	20
3.7.13	Mise en service de l'éolienne.....	20
3.7.14	Gestion du carburant	20
3.7.15	Gestion des déchets	21
3.8	Exploitation et entretien	21
3.8.1	Exploitation de l'éolienne.....	21
3.8.2	Entretien courant de l'éolienne	21
3.8.3	Maintenance non planifiée de l'éolienne	22
3.8.4	Maintenance du système électrique.....	22
3.8.5	Gestion des déchets	22
3.8.6	Surveillance environnementale	22
3.9	Démantèlement	22
3.9.1	Démantèlement après cessation des opérations.....	23

3.9.2	Procédures pour le démantèlement	24
3.9.3	Remise en état des terres et des eaux négativement affectées par le projet.....	24
3.10	Modifications futures, extensions, ou abandons	24
4	DESCRIPTION DE L'ENVIRONNEMENT EXISTANT.....	24
4.1	Environnement atmosphérique	25
4.1.1	Climat	25
4.1.2	Visibilité et brouillard	26
4.1.3	Ressources en vent	26
4.1.4	Qualité de l'air ambiant	26
4.1.5	Niveaux de bruit ambiant	27
4.2	Géologie, terrain, et sols	27
4.3	Ressources en eaux souterraines	28
4.4	Hydrologie des surfaces	28
4.5	Poisson et habitat du poisson	28
4.6	Zones humides	30
4.7	Végétation terrestre	30
4.7.1	Espèces végétales préoccupantes pour la conservation	30
4.8	Faune terrestre	31
4.8.1	Oiseaux	31
4.8.2	Chauves-souris	31
4.8.3	Espèces sauvages préoccupantes pour la conservation	31
4.9	Zones écologiquement sensibles et protégées	33
4.10	Environnements sociaux et culturels	33
4.10.1	Utilisations actuelles des terres	33
4.10.2	Loisirs et tourisme	34
4.10.3	Économie	34
4.10.4	Patrimoine et ressources archéologiques	34
4.10.5	Paysage visuel.....	34

5	IDENTIFICATION DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX ET ATTÉNUATION	34
5.1	Approche de l'évaluation	34
5.2	Composants environnementaux valorisés	35
5.3	Limites géographiques et temporelles	36
5.3.1	Limites géographiques.....	36
5.3.2	Limites temporelles	37
5.4	Effets potentiels et atténuation	37
5.4.1	Effets résiduels environnementaux	42
6	EFFETS DE L'ENVIRONNEMENT SUR LE PROJET	42
6.1	Temps violent	42
6.1.1	Vent extrême	42
6.1.2	Précipitations et inondations extrêmes	42
6.1.3	Enneigement extrême.....	43
6.1.4	Tempêtes de verglas et givrage des éoliennes	43
6.1.5	La foudre	43
6.2	Changement climatique	43
7	CLASSIFICATION DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX RÉSIDUELS ET DÉTERMINATION DE SIGNIFICATION	44
7.1	Approche de la détermination de l'importance	44
7.2	Classification des effets résiduels et détermination de l'importance	44
7.2.1	Effets résiduels sur les oiseaux	46
7.2.2	Effets résiduels sur chauves-souris	46
7.2.3	Effets résiduels sur l'économie locale	46
7.3	Effets résiduels cumulatifs	46

8	RÉSUMÉ DES MESURES D'ATTÉNUATION PROPOSÉES.....	47
9	CONTRÔLE DU SUIVI.....	51
9.1	Enquête sur l'après construction	51
9.2	Plan de surveillance de l'après construction sur les oiseaux et les chauves-souris	51
10	BIBLIOGRAPHIE.....	52

TABLES DES MATIÈRES

Tableau 1.2-1	Lois fédérales et provinciales, règlements, permits, and approbations qui peuvent être requis	3
Tableau 3.4-1	Emplacements proposés pour les convertisseurs d'énergie éolienne	12
Tableau 3.5-1	Marges de recul applicables aux éoliennes	12
Tableau 3.6-1	Longueur approximative des routes du projet et du système de collecte proposé	14
Tableau 3.6-2	Superficie approximative de défrichage requise pour les caractéristiques du projet	15
Tableau 3.6-3	Spécifications proposées pour le convertisseur d'énergie éolienne.	15
Tableau 3.6-4	Résumé du projet de tour météorologique	16
Table 4.1-1	Données des stations canadiennes des normales climatiques de 1981 à 2010 - Bertrand, Nouveau Brunswick.....	25
Table 4.1-2	Données des stations canadiennes des normales climatiques - Haut-Shippagan, Nouveau Brunswick.....	25
Tableau 4.5-1	Données sur les prises de pêche du saumon dans la zone 15.....	28
Tableau 4.5-2	Espèces identifiées pouvant être présentes dans les affluents près de la zone du projet	29
Tableau 4.7-1	Espèces végétales préoccupantes pour la conservation Espèces identifiées dans un rayon de 5 km de Chaleur Ventus.....	31
Tableau 4.8-1	Espèces sauvages préoccupantes pour la conservation Espèces identifiées à moins de 5 km de Chaleur Ventus.. ..	32
Tableau 5.4-1	Interactions potentielles, mesures d'atténuation proposées et et effets résiduels prévus	38
Tableau 7.2-1	Résumé de la classification des effets résiduels et de l'importance prévue	46

Données chiffrées

Schéma 3.2-1	Projet Emplacement.....	8
Schéma 3.2-2	Projet Empreinte	9
Schéma 3.2-3	Système de collecte d'énergie éolienne Site Plan.....	10

ANNEXES

UN MODÈLE D'ÉOLIENNE FICHES TECHNIQUES

LISTE DES ABRÉVIATIONS

ABRÉVIATION	DÉFINITION
CDCCA	Centre de données sur la conservation du Canada atlantique
Agence	Agence canadienne d'évaluation environnementale
ASNB	Services archéologiques du Nouveau-Brunswick
Bathurst	Association Mieux-Être Bathurst Wellness Association Inc.
CAAQS	Normes canadiennes de qualité de l'air ambiant
GCC	Garde côtière canadienne
<i>LCEE</i>	<i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i>
CO ₂ e	CO ₂ -équivalents
COSEPAC	Comité sur la situation des espèces en péril au Canada
CVLP	Société en commandite Chaleur Ventus
MDN	Ministère de la défense nationale
DTI	Ministère des Transports et de l'Infrastructure
DU	Ducks Unlimited
EIE	Évaluation de l'impact environnemental
ESA	Zone d'importance environnementale
GES	Gaz à effet de serre
HRIA	Évaluation de l'impact sur les ressources patrimoniales
IBA	Zone importante pour les oiseaux
Tour MET	tour météorologique
Naveco	Naveco Power Inc.
<i>NBA SAR</i>	<i>Loi sur les espèces en péril du Nouveau-Brunswick (</i>
Projet	Projet d'énergie éolienne Chaleur Ventus

ABRÉVIATION	DÉFINITION
SARA	<i>Loi sur les espèces en péril</i>
ZPC	Zone de pêche au saumon
SOCC	Espèces menacées de conservation
Teksuk	Teksuk Management Inc.
CVE	Composants environnementaux valorisés
WAWA	Altération des cours d'eau et des terres humides
WEC	convertisseur d'énergie éolienne
Windforce	Windforce Investment Inc.

UNITÉS DE MESURE

UNITÉ	DÉFINITION
%	pour cent
°C	degré Celsius
dBA	Décibels pondérés A
km	kilomètres
km/h	kilomètres par heure
kV	kilovolt
L	Litres
m	mètres
m/s	mètres par seconde
m ²	mètres carrés
mm	millimètres
MVA	Méga Volt Ampère
MW	mégawatts
ppb	parties par milliard
rpm	révolutions par minute
µg/m ³	microgrammes par mètre cube

1 INTRODUCTION

La société en commandite Chaleur Ventus (CVLP) propose le développement du projet d'énergie éolienne Chaleur Ventus (projet). Les commanditaires de CVLP sont Windforce Investment Inc. (Windforce) et l'Association Mieux-Être Bathurst Wellness Association Inc. (Bathurst). Bathurst aura un intérêt de 51 % dans le projet et Windforce aura un intérêt de 49 %. Teksuk Management Inc. (Teksuk), en sa qualité de partenaire général de CVLP, sera chargée de soutenir le développement, la construction et l'exploitation du projet, tout en continuant de participer à toutes les consultations concernant l'engagement et les parties prenantes des Premières Nations. Teksuk est une filiale à 100 % de Naveco Power Inc (Naveco). Le projet sera situé dans le nord de la province, dans le comté de Gloucester.

1.1 INITIATEUR DE PROJET

1.1.1 *NOM ET ADRESSE DE L'INITIATEUR DE PROJET*

L'initiateur de projet est comme suit :

Société en commandite Chaleur Ventus
320, rue Queen, bureau n° 100
Fredericton (Nouveau-Brunswick), E3B 1B2
1 (506) -804-1080 ext. 106
EIA@naveco.ca

1.1.2 *CONTACT DE L'INITIATEUR DE PROJET PRINCIPAL*

Le contact principal de l'initiateur de projet est le suivant :

Tarek Abbasi, directeur des
opérations Naveco Power Inc.
320 rue Queen , bureau n° 100
Fredericton (Nouveau-Brunswick), E3B 1B2
1-(506)-804-1080 ext. 106

1.1.3 *CONTACT DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE*

Le contact du consultant pour ce projet est le suivant :

Sean Cassidy, P.Eng., Directeur - Atlantique Environment
WSP Canada Inc.
1 Spectacle Lake Drive Dartmouth,
Nouvelle-Écosse, B3B 1X7
1- (902) - 536-0963
sean.cassidy@wsp.com

1.1.4 *PROPRIÉTÉ DES BIENS*

CVLP a obtenu des contrats d'option de location sur 47 propriétés privées situées dans les environs du projet, d'une superficie de 1 062 hectares (ha). Le projet nécessitera une nouvelle ligne de transport d'environ 9 kilomètres (km) qui s'étend du sud au sud-ouest de la zone du projet jusqu'à un poste proposé qui sera situé sur des terres de Crown à environ 2,8 km au sud-est de Saint-Leolin. Le projet utilisera également une route existante allant de la route 320 à la zone du projet.

1.2 CADRE RÉGLEMENTAIRE

Un certain nombre de règlements fédéraux et provinciaux et de règlements municipaux locaux sont applicables à la planification et à la réalisation de projets d'énergie renouvelable. Cette section est destinée à décrire le cadre réglementaire dans lequel l'évaluation d'impact sur l'environnement (EIE) du projet sera réalisée.

1.2.1 FÉDÉRAL

Le processus et les exigences fédérales en matière d'évaluation environnementale sont décrits dans la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE)*. Le processus fédéral est déclenché si le projet est un « projet désigné » tel que défini par le Règlement désignant les activités concrètes. Selon la compréhension actuelle du projet, le processus fédéral ne sera pas déclenché car ce type de projet ne figure pas dans le règlement désignant les activités concrètes.

D'autres lois fédérales, telles que la *Loi sur les pêches*, la *Loi sur les espèces en péril (LEP)* et la *Loi sur les conventions concernant les oiseaux migrateurs* peuvent s'appliquer au projet. Des organismes fédéraux tels que Transports Canada, Environnement Canada, la Garde côtière canadienne (GCC) et le ministère de la Défense nationale (MDN) ont été consultés au début de la planification.

1.2.2 PROVINCIAL

Le processus d'EIE au Nouveau-Brunswick comporte trois étapes principales ; un document d'enregistrement, une révision de détermination et une révision complète nécessitant la soumission d'un rapport d'EIE.

La première étape du processus d'EIE consiste à déterminer si un projet est susceptible d'être un « engagement » tel que défini à l'annexe A du *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement 87-83*. L'annexe A du règlement identifie les types de projets devant être soumis à l'enregistrement. Étant donné que le projet est une installation de production d'électricité d'une puissance nominale égale ou supérieure à 3 mégawatts (MW), il s'agit d'un engagement aux fins du règlement et doit être enregistré auprès de la Division de la protection de l'environnement et des sciences de l'environnement, Direction des études d'impact sur l'environnement.

L'article 5 (2) du règlement exige que les initiateurs du projet remettent au ministre un document d'enregistrement dûment rempli. Il est entendu que les détails techniques finaux d'un projet ne seront généralement pas disponibles au moment de son enregistrement. Toutefois, une description complète et précise de l'emplacement du projet, des activités proposées, de l'environnement existant, des impacts potentiels et des mesures d'atténuation proposées sont requises. Cela peut être partiellement réalisé pour le projet en utilisant une analyse documentaire de haut niveau des effets environnementaux et socio-économiques potentiels pour l'emplacement du projet. Il est recommandé de soumettre le document d'enregistrement à un stade précoce du processus de planification de sorte que soit maintenu la possibilité de modifier le projet pour répondre aux préoccupations du gouvernement et des parties prenantes.

Une fois le projet enregistré, il doit être soumis à un examen de détermination. La revue de détermination sert à identifier et à évaluer les problèmes environnementaux liés au projet proposé. L'examen est coordonné par la Direction de l'étude d'impact sur l'environnement du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux. Un comité de révision technique spécialement constitué, composé d'experts et de spécialistes d'organismes fédéraux, de divers ministères du gouvernement du Nouveau-Brunswick et de la commission de planification du district rural ou de la municipalité ayant juridiction sur l'emplacement du projet, participera à la révision. Cet examen a pour but de déterminer si un examen complet est requis ou non.

Si le ministre décide qu'un examen approfondi est nécessaire, les éléments suivants sont nécessaires avant de procéder à l'engagement.

- Le comité de révision élabore un projet de directives pour la révision complète
- Réalisation d'une étude d'EIE et préparation d'un rapport décrivant les résultats
- Le comité de révision technique achève l'examen détaillé du projet de rapport de l'EIE
- Examen public et commentaires sur le rapport d'EIE
- Le ministère émet ou refuse une approbation pour l'engagement

Il est important de noter que si le ministre détermine qu'un examen approfondi n'est pas requis, tous les règlements environnementaux pertinents, tels que la *Loi sur l'assainissement de l'environnement*, la *Loi sur la pureté de l'air*, ou toute autre loi provinciale pertinente ou toute législation fédérale, doit être respectée et tous les permis et autorisations requis doivent être obtenus. De plus, le ministre peut assortir le projet de conditions visant à répondre aux préoccupations exprimées lors de la révision de la décision ou à les atténuer. Le lieutenant-gouverneur en conseil peut suspendre ou révoquer une approbation si le promoteur ne respecte pas les conditions du projet.

1.2.3 MUNICIPAL

Aucun règlement ni aucune politique municipale ne s'appliquent à ce projet.

1.2.4 APPROBATIONS ET PERMIS

Comme pour tout projet au Nouveau-Brunswick, les autorisations et permis provinciaux et fédéraux sont nécessaires avant de pouvoir aller de l'avant. Les autorisations sont délivrées après la détermination ministérielle ou l'approbation du rapport d'EIE. L'autorisation peut inclure la soumission de demandes pour obtenir des approbations spécifiques de construction et d'exploitation. Des autorisations spécifiques seront nécessaires pour la construction de toutes les infrastructures d'appui (par exemple, les routes temporaires et permanentes et le système de collecte peuvent nécessiter un permis provincial comme un permis de modification de cours d'eau et de terres humides [WAWA] et un examen fédéral s'il s'agit de traverser des cours d'eau peuplés de poissons).

Le tableau 1.2-1 présente les lois, règlements, permis et approbations pouvant s'appliquer au projet. Bon nombre de ces exigences sont spécifiques au site et dépendent des conditions environnementales et socio-économiques existantes dans la zone du projet proposé et des infrastructures existantes.

Tableau 1.2-1 Lois, règlements, permis et approbations fédéraux et provinciaux qui peuvent être requis

ACTES	RÈGLEMENTATIONS CONNEXES	APPROBATIONS OU PERMIS REQUIS
Fédéral		
<i>Loi canadienne sur la protection de l'environnement</i>	Aucune réglementation spécifique liée à cet Acte	Aucun permis spécifique requis. Le projet empêchera la pollution et protégera l'environnement et la santé humaine afin de contribuer au développement durable.
<i>Loi sur les pêches</i>	Demandes d'autorisation en vertu de l'alinéa 35 (2) b) du Règlement sur la Loi sur les pêches	Il est prévu qu'aucun travail dans les cours d'eau ne sera nécessaire. Si le projet devait entraîner une destruction du poisson ou de son habitat, une autorisation de travail pouvant entraîner des dommages graves au poisson est requise.
<i>Loi sur les espèces en péril</i>	Aucune réglementation spécifique liée à cette loi	Aucun permis spécifique requis. Adhérer aux restrictions d'activités et aux initiatives de rétablissement spécifiques aux espèces
<i>Loi sur les conventions concernant les oiseaux migrateurs</i>	Règlement sur les oiseaux migrateurs	Aucun permis spécifique requis. Notification seulement.
<i>Loi aéronautique</i>	Règlement de l'aviation canadien	Pas de permis spécifique, mais doit respecter les exigences en matière d'éclairage et de marquage spécifiées par Transport Canada.
Provincial		
<i>Loi sur l'assainissement de l'environnement</i>	Règlement sur l'évaluation d'impact sur l'environnement	Enregistrement auprès de l'Environnement et des gouvernements locaux, Division des sciences et de la protection de l'environnement, Direction des études d'impact sur l'environnement Autorisation de rejeter le contaminant dans les eaux pendant la construction (c.-à-d. Ruissellement du site).
<i>Loi sur l'assainissement de l'environnement</i>	Règlement sur la qualité de l'eau	Permis pour un WAWA si à moins de 30 mètres (m) d'un cours d'eau ou d'une zone humide.

ACTES	RÉGLEMENTATIONS CONNEXES	APPROBATIONS OU PERMIS REQUIS
<i>Provincial (suite)</i>		
<i>Loi sur les zones naturelles protégées</i>	Aucune réglementation spécifique liée à cet <i>Acte</i>	Permis d'activité dans des zones naturelles protégées, si requis pour le projet.
<i>Loi sur l'électricité</i>	Règlement sur l'électricité issue de ressources renouvelables	Approbation de la construction d'une nouvelle installation de production d'énergie.
<i>Loi sur les terres et forêts de la Couronne</i>	Aucune réglementation spécifique liée à cet <i>Acte</i>	Un bail et un permis d'occupation de parc éolien d'accès et de distribution autorisant la construction et l'exploitation d'un parc éolien sont obligatoires auprès du ministère de l'Énergie et du Développement des ressources.
<i>Loi sur la santé et la sécurité au travail</i>	Règlement sur la santé et la sécurité au travail	Aucun permis spécifique requis.
<i>Loi sur l'urbanisme</i>	Règlement de construction provinciale	Permis de construire pour les travaux et l'exploitation du projet.
<i>Loi sur les espèces en péril</i>	Aucune réglementation spécifique liée à cet <i>Acte</i>	Notification au ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, une autorisation peut être requise pour le défrichage et la préparation du site.
<i>Loi sur la conservation du patrimoine</i>	Règlement général - Loi sur la conservation du patrimoine	Permis de modification de site et évaluation de l'impact sur le patrimoine.
<i>Loi sur le montage et l'inspection des installations électriques</i>	Règlement sur le montage et l'inspection des installations électriques	Approbation pour l'installation électrique.
<i>Loi sur les véhicules automobiles</i>	Dimension du véhicule et régulation de la masse	Permis pour déplacer de grandes structures sur les autoroutes provinciales.
<i>Loi sur la voirie</i>	Règlement d'utilisation des voies rapides	Demande de servitudes de propriété publique pour l'installation de services publics le long des routes publiques auprès du ministère des Transports et de l'Infrastructure (DTI).
<i>Loi sur la protection de la couche arable</i>	Règlement général - Loi sur la protection de la couche arable (N.B. Reg. 95-66)	Permis requis pour l'enlèvement de la terre végétale d'un site.
<i>Loi sur le transport des produits forestiers de base</i>	Aucune réglementation spécifique liée à cet <i>Acte</i>	Conformité aux exigences spécifiées en matière de documentation pour le transport des produits forestiers de base au Nouveau-Brunswick.
<i>Loi sur le transport des marchandises dangereuses</i>	Aucune réglementation spécifique liée à cet <i>Acte</i>	Permis requis pour le transport de marchandises dangereuses.
<i>Loi sur l'assainissement de l'environnement</i>	Règlement sur les systèmes de stockage de produits pétroliers	Permis requis pour le stockage de deux mille litres ou plus de produits pétroliers sur place.

1.3 STRUCTURE DU DOCUMENT

La portée de ce rapport inclut une description du projet qui inclut les activités de construction et de restauration proposées. Le présent rapport a pour but d'appuyer l'inscription de CVLP auprès des organismes provinciaux. Un résumé du contenu de ce rapport est comme suit :

- Section 1 - Introduction
- Section 2 - Participation des Premières Nations et du public
- Section 3 - Description du projet
- Section 4 - Description de l'environnement existant

- Section 5 - Identification des effets environnementaux et atténuation du
- Section 6 - Classification des effets environnementaux résiduels et détermination de l'importance
- Section 7 - Résumé des mesures d'atténuation proposées
- Section 8 - Surveillance du suivi
- Section 9 - Bibliographie
- Annexe A - Fiches techniques du modèle d'éolienne

Des informations de base spécifiques à un site sont actuellement collectées pour appuyer l'évaluation des effets résiduels dans les soumissions du rapport final. Une fois les informations collectées et les rapports associés terminés, ils seront soumis comme suit :

- Annexe B - Autorisations et approbations
- Annexe C - Évaluation de l'impact du bruit
- Annexe D - Évaluation du scintillement de l'ombre
- Annexe E - Étude des interférences électromagnétiques
- Annexe F - Évaluation de l'impact visuel
- Annexe G - Rapport d'enquête aviaire, effets environnementaux résiduels et détermination de l'importance
- Annexe H - Rapport d'enquête sur les chauves-souris, effets environnementaux résiduels et détermination de l'importance
- Annexe I - Rapport sur les ressources aquatiques
- Annexe J - Rapport de l'enquête sur la faune
- Annexe K - Rapport sur la végétation et l'habitat
- Annexe L - Évaluation des ressources archéologiques
- Annexe M - Rapport de consultation publique
- Annexe N - Étude sur les connaissances traditionnelles

2 PREMIÈRE NATIONS ET PARTICIPATION PUBLIQUE

Le processus d'EIE du Nouveau-Brunswick exige l'engagement des Premières Nations et du public, comme indiqué à la section 6 du Guide d'évaluation de l'impact sur l'environnement au Nouveau-Brunswick (GNB, 2018a). L'objectif général de la participation au processus d'EIE est d'informer les personnes potentiellement touchées par le projet de la proposition et de leur fournir des informations sur le projet afin qu'elles puissent exprimer leurs préoccupations.

CVLP s'engage à consulter efficacement les parties prenantes et à obtenir l'acceptation et l'approbation continues du projet par les membres de la communauté locale et d'autres parties prenantes afin de maximiser le soutien apporté au projet. La CVLP participera à plusieurs activités pour assurer la réalisation de cet objectif, et les détails de ces activités sont expliqués ci-dessous. Tous les engagements pris par les Premières Nations et le public envers le projet seront résumés dans un rapport de consultation publique et soumis à une date ultérieure.

2.1 PREMIÈRE NATION ENGAGEMENT

CVLP a et continuera de faire participer les communautés des Premières Nations situées à proximité du site du projet tout au long de son développement, de sa construction et de son exploitation, afin de veiller à ce que toutes les questions et préoccupations soient traitées de manière appropriée. De plus, CVLP a l'intention d'inclure les membres de la communauté des Premières Nations possédant les connaissances traditionnelles applicables afin d'assister les partenaires pendant le processus d'EIE, le développement et la construction du projet.

La bande des Premières nations la plus proche du site est la Première Nation Pabineau, qui se trouve à Pabineau Falls, au Nouveau-Brunswick, à environ 64 km au sud-est du site du projet. On estime que la population de la Première Nation compte environ 200 personnes et que son territoire repose sur environ 427 ha. Cette Première Nation fait partie du gouvernement de la bande des Premières Nations Mi'kmaq. La Première Nation Esgenoopeitj se trouve près de la communauté de Burnt Church, au Nouveau-Brunswick, à environ 70 km du site du projet. La population de cette Première Nation est d'environ 1 060. La Première Nation d'Eel River Bar se trouve à environ 100 km à l'ouest du site du projet et compte 733 membres inscrits, dont 350 vivent dans la communauté.

2.2 CONSULTATION PUBLIQUE

Comme indiqué à la section 6 du Guide, le terme « public » comprend toutes les parties prenantes (particuliers, entreprises, agences, organisations et groupes d'intérêts) qui peuvent être concernées par le projet proposé, y compris ceux qui peuvent avoir une connaissance locale de l'emplacement, ce qui peut aider à l'implantation ou à la conception.

À ce jour, CVLP a commencé à s'engager avec un certain nombre de parties prenantes. Tout au long de la construction et de l'exploitation du projet, CVLP continuera de faire participer les membres de la communauté aux informations sur la construction du projet et aux mesures de sécurité, ainsi qu'aux sessions de formation qui familiariseront les membres de la communauté avec l'exploitation d'un projet éolien. En outre, CVLP engagera les autorités et les agences locales appropriées concernant le calendrier de construction et les informations importantes sur l'utilisation des routes, le cas échéant.

2.2.1 RÉUNIONS PUBLIQUES ET SÉANCES D'INFORMATION

Une journée portes ouvertes a eu lieu en mai 2017 et une autre en 2019 pour inviter des membres du public, des communautés des Premières Nations et d'autres groupes d'intervenants à rencontrer le personnel du projet, à en apprendre davantage sur le projet et à fournir des commentaires sur la documentation du projet et de l'EIE. Des réunions d'information publiques supplémentaires seront organisées dans la communauté locale pour partager des informations précises sur le projet, recueillir des idées utiles auprès de membres de la communauté bien informés et pour répondre aux questions et préoccupations des citoyens locaux.

2.2.2 NOTIFICATIONS

Les notifications relatives au projet seront placées dans des lettres d'information et / ou des journaux locaux pour offrir des informations sur le projet. Des lettres de notification seront envoyées aux Premières Nations et aux autres intervenants clés. De plus, des informations sur le projet sont accessibles via le lien suivant: <https://www.chaleurventus.ca>.

2.2.3 COMITÉ DE LIAISON COMMUNAUTAIRE

Un comité de liaison avec la communauté a été établi pour le projet. Il est dirigé par des membres de la CVLP et, localement, par M. Daniel Brassard, membre de la communauté locale depuis plus de dix ans. Ce comité a été créé pour que les résidents de la zone du projet puissent exprimer leurs préoccupations et leurs recommandations, pour que le gouvernement soit informé et tenu au courant des progrès accomplis, et pour permettre une implication et une exécution réussies du projet.

Ce comité se réunira sur une base hebdomadaire, aura des contacts directs avec le personnel de développement, sera disponible pendant des périodes spécifiques de la semaine de travail typique pour les résidents qui souhaitent des conversations en tête-à-tête et sera dans la communauté tous les mois.

2.3 CONSULTATION RÉGLEMENTAIRE

La CVLP continuera à organiser des réunions ciblées avec les représentants du gouvernement et les principales parties prenantes pour s'assurer qu'ils sont tenus au courant de toutes les informations et de la planification spécifiques au projet. La CVLP a engagé des membres du parlement, des membres de l'assemblée législative et d'autres représentants du gouvernement pour les informer du développement potentiel dans la zone du projet. De plus, des consultations avec des organismes fédéraux, dont NAV Canada, Transports Canada, Environnement et Changement climatique Canada, le Service canadien de la faune et le MDN ont également été menées.

3 DESCRIPTION DU PROJET

3.1 NOM DU PROJET

Le nom du projet est le projet d'énergie Chaleur Ventus (projet).

3.2 APPERÇU DU PROJET

Le projet est situé sur un terrain privé au sud de la route 303 dans le comté de Gloucester, dans le nord du Nouveau-Brunswick, et aura une capacité de production d'électricité totale de 20 MW (figure 3.2-1). Le projet comprendra cinq convertisseurs d'énergie éolienne (WEC), des routes d'accès, un système de collecte, une sous-station et les aires de déchargement temporaires associées requises pour la construction (Figure 3.2-2 et Figure 3.2-3). Une ligne de transport d'environ 9 km est proposée et celle-ci s'allonge au sud et au sud-ouest de la zone du projet jusqu'à un poste proposé qui sera situé sur des terres de la Couronne.

Le projet devrait comprendre des WEC Enercon EP3-126 d'une puissance nominale de 4 MW. Chaque ensemble sera composé de la tour, du moyeu, de la nacelle, des pales du rotor et du contrôleur, d'une hauteur totale de 179,5 à 194,5 m. Le diamètre total du rotor WEC sera de 127 m. Il est prévu que chaque WEC sera érigé sur une fondation en béton. Les dimensions, la profondeur et le type de fondation dépendront d'une évaluation des caractéristiques locales du sol et de la géologie, des forces du vent sur le site et des détails spécifiques à chaque site.

Les WEC d'Enercon doivent être équipés d'un système de détection de la glace et de chauffage des pales, qui envoient de l'air chauffé à l'intérieur des pales des turbines pour aider à faire fondre la glace qui pourrait s'accumuler sur les WEC. Le EP3-126 est capable de produire 100 % (%) d'énergie à des températures aussi basses que -20 degrés Celsius (°C).

Le EP3-126 possède également des pales à pas variable, ce qui signifie que ce système peut fonctionner à des vitesses de vent supérieures et inférieures à celles d'un système à pas de pales statiques, en modifiant l'angle des pales. Ces turbines seront également équipées de feux d'aviation et de marques sur les pales équipées d'un système anti-collision avec obstacle, système de radar à basse énergie qui détecte les avions qui allument et éteignent les feux d'aviation selon les besoins.

Le calendrier proposé pour le projet dépend de l'obtention de toutes les approbations nécessaires. La préparation et les travaux du site devraient commencer au début de 2020 et durer environ huit mois. Les travaux auront lieu pendant les heures de la journée. Le projet devrait être opérationnel d'ici la fin de 2020 sujet à la réception des autorisations et les permis requis. La durée de vie prévue du projet est estimée à 30 ans, ce qui est conforme à l'espérance de vie du WEC.



LEGEND:

PROJECT LOCATION

DISCLAIMER:
 THIS DRAWING AND DESIGN IS COPYRIGHT PROTECTED WHICH SHALL NOT BE USED, REPRODUCED OR REVISED WITHOUT WRITTEN PERMISSION BY WSP CANADA INC.. THE CONTRACTOR SHALL CHECK AND VERIFY ALL DIMENSIONS AND UTILITY LOCATIONS AND REPORT ALL ERRORS AND OMISSIONS PRIOR TO COMMENCING WORK.

PROJECT:
 PROJECT: CHALEUR VENTUS WIND ENERGY PROJECT

PROJECT NO.: 181-07802

CLIENT: CHALEUR VENTUS LIMITED PARTNERSHIP

FIGURE:
 TITLE: PROJECT LOCATION

FIGURE NO.: 3.2-1 REVISION NO.: 0

SCALE: 1:2,100,000
 0 25 50 100 Kilometres

DATUM: NAD 83 CSRS PROJECTION: NB Stereographic

DRAWN BY: T. MOREHOUSE CHECKED BY: J. FERNET

CREATED DATE: (YYYY-MM-DD) 2019-08-18 REVISION DATE: (YYYY-MM-DD) 2019-08-18

WSP Canada Inc.
 1 Spectacle Lake Drive,
 Dartmouth, Nova Scotia
 www.wsp.com

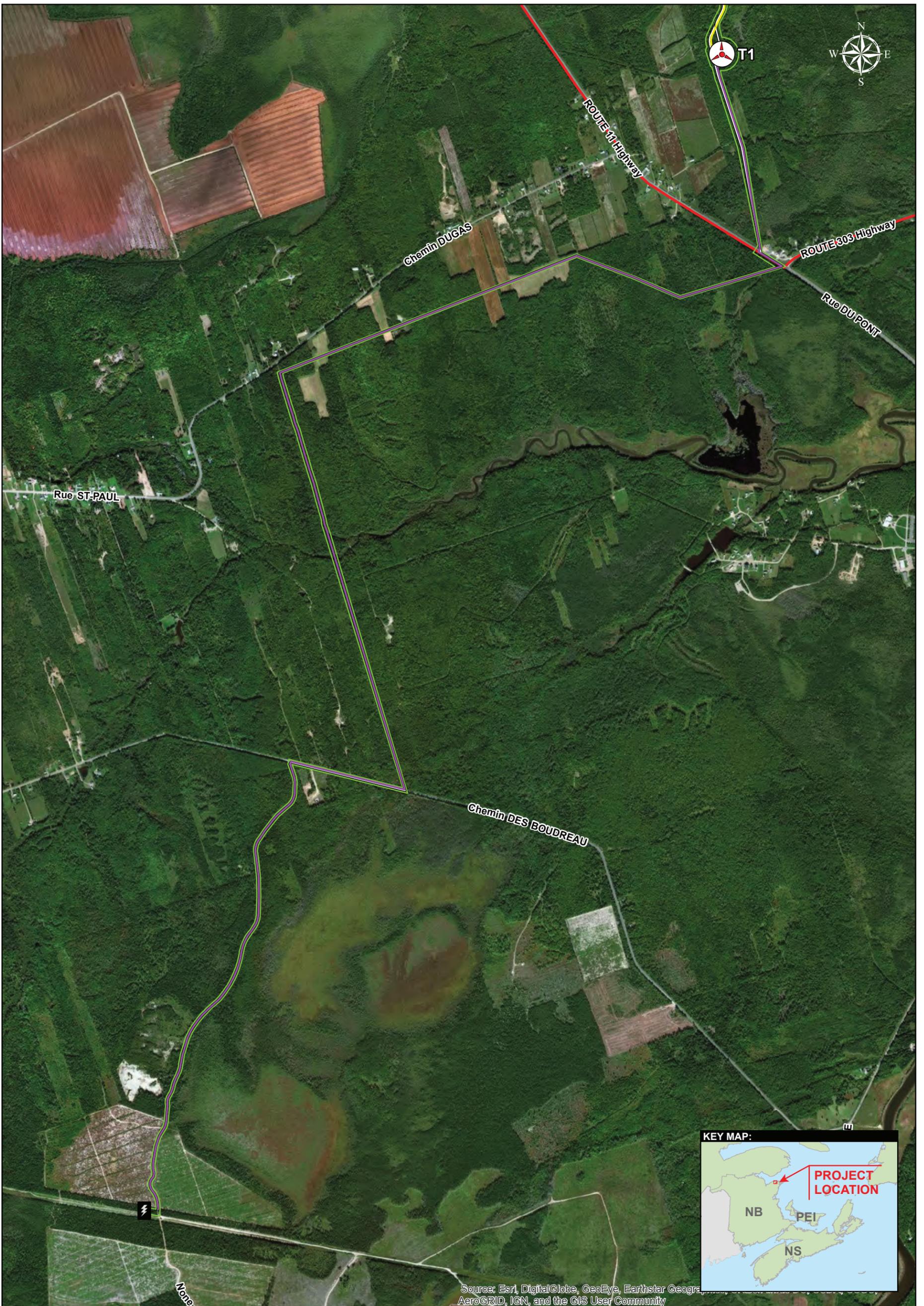
Content may not reflect National Geographic's current map policy. Sources: National Geographic, Esri, Garmin, HERE, UNEP-WCMC, USGS, NASA, ESA, METI, NRCAN, GEBCO, NOAA, increment P Corp.



bing™

© 2019 Microsoft Corporation © 2019 DigitalGlobe © CNES (2019) Distribution Airbus DS

PROJECT:		FIGURE:		DATUM:		LEGEND:	
PROJECT: CHALEUR VENTUS WIND ENERGY PROJECT		TITLE: PROJECT FOOTPRINT		NAD 83 CSRS		TURBINE LAYOUT ALTERNATE TURBINE LAYOUT	
PROJECT NO.: 181-07802		FIGURE NO.: 3-2-2		REVISION NO.: 0		OVERHEAD LINE ACCESS ROADS	
CLIENT: CHALEUR VENTUS LIMITED PARTNERSHIP				WSP Canada Inc. 1 Spectacle Lake Drive, Dartmouth, Nova Scotia www.wsp.com		TAPLINE CONSTRUCTION LIMITS	
DISCLAIMER: THIS DRAWING AND DESIGN IS COPYRIGHT PROTECTED WHICH SHALL NOT BE USED, REPRODUCED OR REVISED WITHOUT WRITTEN PERMISSION BY WSP CANADA INC.. THE CONTRACTOR SHALL CHECK AND VERIFY ALL DIMENSIONS AND UTILITY LOCATIONS AND REPORT ALL ERRORS AND OMISSIONS PRIOR TO COMMENCING WORK.				DRAWN BY: T. MOREHOUSE		UNDERGROUND LINE PROJECT AREA	
				CHECKED BY: J. FERNET		SCALE: 0 200 400 800 1,200 1:20,000 Metres	
				CREATED DATE: (YYYY-MM-DD) 2019-08-18			
				REVISION DATE: (YYYY-MM-DD) 2019-09-04			



Source: Esri, DigitalGlobe, GeoEye, Earthstar Geographics, AeroGRID, IGN, and the GIS User Community

PROJECT:		FIGURE:		LEGEND:	
PROJECT: CHALEUR VENTUS WIND ENERGY PROJECT		TITLE: WIND ENERGY COLLECTION SYSTEM SITE PLAN		TURBINE LAYOUT ALTERNATE TURBINE LAYOUT SUBSTATION ACCESS ROADS OVERHEAD LINE TAPLINE UNDERGROUND LINE CONSTRUCTION LIMITS	
PROJECT NO.: 181-07802		FIGURE NO.: 3-2-3	REVISION NO.: 0	DATUM: NAD 83 CSRS PROJECTION: UTM ZONE 20 NORTH DRAWN BY: T. MOREHOUSE CHECKED BY: J. FERNET CREATED DATE: (YYYY-MM-DD) 2019-08-18 REVISION DATE: (YYYY-MM-DD) 2019-09-04	
CLIENT: CHALEUR VENTUS LIMITED PARTNERSHIP		 WSP Canada Inc. 1 Spectacle Lake Drive, Dartmouth, Nova Scotia www.wsp.com		SCALE: 0 100 200 400 600 800 1:17,500 Metres	
DISCLAIMER: THIS DRAWING AND DESIGN IS COPYRIGHT PROTECTED WHICH SHALL NOT BE USED, REPRODUCED OR REVISED WITHOUT WRITTEN PERMISSION BY WSP CANADA INC.. THE CONTRACTOR SHALL CHECK AND VERIFY ALL DIMENSIONS AND UTILITY LOCATIONS AND REPORT ALL ERRORS AND OMISSIONS PRIOR TO COMMENCING WORK.					

3.3 OBJECTIF, JUSTIFICATION, ET BESOIN POUR LA PRESTATION DE SERVICES

3.3.1 BESOIN POUR LE PROJET

En 2016, Énergie Nouveau-Brunswick a lancé un appel d'offres pour que des projets d'énergie renouvelable reliés au transport de 40 MW soient détenus en majorité par des entités locales. La sollicitation, autrement connue sous le nom de programme LORESS (projets d'énergie renouvelable appartenant à la population locale et à petite échelle), a été élaborée dans le but de contribuer à l'obligation pour Énergie Nouveau-Brunswick de produire 40 % de son électricité à l'aide de sources d'énergie renouvelables d'ici 2020. Ainsi, une soumission de projet détaillant le projet a été soumise à New Brunswick Power en réponse à la sollicitation de LORESS.

3.3.2 AVANTAGES

Le développement de ce projet présente de nombreux avantages pour la région Chaleur, des avantages environnementaux, des avantages pour les communautés et des effets économiques positifs.

- Avantages environnementaux
 - Source inépuisable d'énergie renouvelable
 - Réduit l'utilisation de combustibles fossiles
 - Ne génère pas de déchets ni ne contamine l'eau
 - La production annuelle d'énergie de Chaleur Ventus équivaut à 10 522 voitures de tourisme conduites pendant un an
- Avantages de la communauté
 - Fournit un revenu stable aux propriétaires et aux agriculteurs
 - Augmente les revenus des entreprises de services (hôtels, restaurants, etc.) lors de la planification, de la construction et de l'exploitation de
 - Amélioration du tourisme
 - Renforce la base de la taxe locale
 - Les partenariats avec la ville de Bathurst assurent que le projet a un impact économique régional important du début jusqu'à son achèvement en 2050
 - Parc éolien de 20 MW alimentant près de 9 000 foyers dans la zone
- Avantages économiques
 - Création d'emplois, 100 emplois pendant la phase de construction, 10 emplois directs et indirects créés pour maintenir les éoliennes au cours des 30 prochaines années
 - Contribue à un développement durable
 - Soutient l'économie locale
 - Installation rapide et faible maintenance une fois en place

3.4 PROJET LIEU

Le projet proposé est situé dans le comté de Gloucester, au Nouveau-Brunswick, et comprend 47 terrains loués par CVLP, plusieurs de ces terrains étant adjacents les uns aux autres. Les cinq WEC sont provisoirement placés dans une zone forestière actuellement entourée de routes comprenant la route 320, le chemin Downing, la route 303 et la route 11. Les emplacements préliminaires des WEC sont résumés dans le tableau 3.4-1 et illustrés à la figure 3.2. 2 Un système de collecte fera également partie du projet.

Tableau 3.4-1 Convertisseur d'énergie éolienne proposé Emplacements

NUMÉRO DE CONVERTISSEUR D'ÉNERGIE ÉOLIENNE	EASTING	NORTHING
T1	342289	5297227
T2	342184	5297620
T3	342237	5298055
T4 ALT	342853	5298434
T5	343654	5298125
T6	343781	5297760

3.5 CONSIDÉRATIONS DE L'EMPLACEMENT

3.5.1 CONSIDÉRATIONS RELATIVES À L'UTILISATION DE L'ENVIRONNEMENT ET DES TERRES

De nombreux impacts environnementaux associés aux projets éoliens peuvent être évités ou réduits par une planification appropriée. En tant que tel, CVLP a réalisé une évaluation préliminaire dans le cadre de la sélection initiale lors du choix du site des WEC pour le projet.

Les distances de retrait minimales suggérées, résumées dans les Lignes directrices pour l'évaluation environnementale du Nouveau-Brunswick, s'appliquent au projet (tableau 3.5-1.5-1). Le développement de l'énergie éolienne n'est pas permis dans les parcs nationaux ou provinciaux, les carrières et les sites miniers en exploitation, les tourbières économiquement viables, les aires d'hivernage du chevreuil, les communautés et habitats forestiers anciens, les sites du Plan conjoint des habitats de l'Est, les sites RAMSAR (terres humides d'importance internationale) et les réserves internationales d'oiseaux de rivage, et toute autre zone spécifique à un site et à la faune, au poisson ou à l'environnement qui a été désignée pendant le processus de révision ou l'EIE. Il est important de noter que lorsque la faune ou d'autres problèmes sont identifiés, un tampon de retrait spécifique au site peut être appliqué.

Tableau 3.5-1 Retombées applicables aux éoliennes

UTILISATION DES TERRES/COUVERTURE	DIFFICULTÉS
<ul style="list-style-type: none"> • Limites des terres de la Couronne, lacs, cours d'eau et zones humides . • Zones naturelles protégées et Zones naturelles protégées potentielles . 	Un minimum de 150 m, ou 1,5 x hauteur de l'éolienne le plus élevé des deux
<ul style="list-style-type: none"> • Zones industrielles (par exemple, parcs industriels, mines, carrières, , etc.). • Routes d'accès aux forêts de la Couronne . 	Évalué au cas par cas, généralement sur 150 m ou 1,5 x hauteur de l'éolienne, le plus élevé des deux
<ul style="list-style-type: none"> • Les autoroutes publiques, les routes et les rues (y compris les routes et les rues situées à l'intérieur des limites d'une ville, d'une localité ou d'un village), désignées comme des autoroutes en vertu de la Loi sur la route ; et les zones désignées pour ces fins dans un plan adopté en vertu de la loi sur l'urbanisme. • Télécommunications, pompiers, aéroports et autres structures de la tour . • Sites archéologiques et historiques répertoriés par le ministère du Tourisme, du Patrimoine et de la Culture. • Autres limites de zones d'exploration éolienne, tours d'essais météorologiques, éoliennes et infrastructures associées existantes ou en cours d'examen. 	500 m, ou 5 x hauteur de l'éolienne, selon le plus élevé des deux
<ul style="list-style-type: none"> • Zones récréatives, institutionnelles et résidentielles existantes et zones désignées à ces fins dans un plan adopté en vertu de la loi sur la planification communautaire . 	Un minimum de 500 m

UTILISATION DES TERRES/COUVERTURE	DIFFICULTÉS
<ul style="list-style-type: none"> Caractéristiques côtières (zones humides côtières, estuaires, plages et dunes, par exemple). Habitat des espèces en danger (<i>loi sur les espèces en voie de disparition</i>). Réserves nationales de faune et refuges d'oiseaux migrateurs. 	500 m
<ul style="list-style-type: none"> Sites de nidification et itinéraires de migration importants pour les oiseaux migrateurs (<i>Loi sur la convention sur les oiseaux migrateurs</i>). Importantes colonies nicheuses d'oiseaux d'eau (<i>Loi sur la protection des poissons et de la faune</i>). 	1000 m
<ul style="list-style-type: none"> Routes de migration de chauves-souris connues et d'hivernage. 	5 km

Tous les emplacements WEC proposés se situent dans les distances de retrait recommandées tel que cité ci-haut. Cependant, les déviations suivantes des directives sont recommandées pour que le projet maintienne un développement responsable.

- Réduire la marge de reculement des terres humides boisées de 1,5 fois la hauteur totale de l'éolienne (270 m) à 100 m. Les zones humides boisées ne fournissent pas un habitat adéquat pour permettre la mise en scène de grands groupes d'oiseaux aquatiques ou d'oiseaux de rivage pendant la migration, ce qui constituerait la raison principale pour exiger une distance de reculement de 270 m.
- Réduisez la marge de recul par rapport aux routes de 5x la hauteur totale de l'éolienne (900 m) à 350 m. Le retrait suggéré de 350 m est destiné à éviter les projections de glace sur une chaussée. Un système de dégivrage sera utilisé pour chacun des cinq (5) WEC afin de minimiser le potentiel et la distance de projection de glace. En outre, la distance est plus prudente que d'autres territoires du Canada, y compris l'Ontario et l'Alberta, qui prévoient un recul équivalent de 79 m et 200 m de la limite de la route pour une turbine équivalente, respectivement.
- Réduisez l'écart des résidences de 5 x à une hauteur d'éolienne de (900 m) à 350 m ou un niveau de puissance de son de 40 décibels pondérés A (dBA) au récepteur, conformément aux exigences en matière d'informations supplémentaires pour les éoliennes calculées selon la norme ISO 9613-2, selon la valeur supérieure.

Quatre espèces de plantes vasculaires préoccupantes pour la conservation (SOCC) ont récemment été observées dans un rayon de 5 km du projet (section 4.7.1). Aucun cas de SOCC de plante non vasculaire n'a été documenté à moins de 5 km. Une étude de terrain est en cours de réalisation pour le projet et ces résultats seront soumis à une date ultérieure.

Au total, 28 espèces de CPAP fauniques ont déjà été enregistrées dans un rayon de 5 km du projet. Parmi ceux-ci, aucun n'est un mammifère, 25 sont des oiseaux et 3 sont des invertébrés. Bien que de nombreux SOCC classés par le Centre de données sur la conservation du Canada atlantique (CDCCA) soient considérés comme rares au Nouveau-Brunswick, ceux qui sont protégés ou désignés par les lois fédérales et provinciales sont de préoccupation particulière. Celles-ci incluent neuf oiseaux, et trois invertébrés. Parmi celles-ci, six sont répertoriés sous le régime fédéral SARA, cinq sont répertoriés en vertu de la *Loi sur les espèces en péril du Nouveau-Brunswick (NB LEP)*, et sept personnes désignées par le Comité sur la situation des espèces en péril au Canada (COSEPAC).

Le CDCCA a identifié deux zones de marais d'eau salée et de hautes terres gérées par Canards Illimités (UD) à moins de 5 km de la zone du projet et se situant au même endroit. Ces zones portent le nom de Village Acadien DU et de Rivière Nord DU et se trouvent à environ 2,6 km au sud du projet et couvrent environ 13 ha. La zone d'importance environnementale de Village Acadien/Rivière du Nord (SEC 080) se trouve à environ 1,5 km au sud de la zone du projet, dans la communauté de Rivière du Nord (342383 E, 5295238 N). Cette zone comprend 10 ha (ACCDC, 2018). Nature Trust du Nouveau-Brunswick a identifié une zone de marais salés importante à Grand-Anse appelée zone d'importance environnementale du marais salant de Grande Anse (ESA077). La région est composée de falaises côtières mélangées avec des tourbières. Cette zone de gestion se trouve à environ 5 km à l'ouest de la zone du projet (CDCCA, 2018). Une zone importante pour les oiseaux (ZICO) a été identifiée à Pokeshaw Rock, qui se trouve à environ 10 km à l'ouest de la zone du projet. Cette ZICO consiste en un gros rocher dépourvu de végétation, trouvé près de la côte, et abrite plus de mille couples de Cormorans à crête nicheurs, ce qui représente environ 1,5 % de la population de cette espèce sur la côte atlantique (IBA Canada, 2018).

Le projet sera implanté dans des zones perturbées et utilisera autant que possible les routes existantes. Il a été implanté de manière à éviter les zones écologiquement sensibles. Il est prévu que l'utilisation actuelle des terres dans la région sera poursuivie.

3.5.2 EMPLACEMENTS ALTERNATIFS

L'emplacement du projet a été choisi en fonction d'un certain nombre de facteurs, notamment :

- Proximité du réseau de transport d'électricité du Nouveau-Brunswick et capacité disponible sur le circuit électrique
- Vitesses indicatives du vent dans la région à partir des données du modèle atmosphérique
- Caractéristiques environnementales cartographiées obtenues à partir du référentiel de données de SIG de Geo New Brunswick
- Terrains disponibles pour le développement de l'énergie éolienne
- Routes existantes devant servir de routes d'accès au projet
- Zone archéologiques potentielles
- Habitat potentiel important pour les chauves-souris
- Habitat d'oiseaux important

En général, le projet a été conçu pour utiliser les routes existantes en tant que routes d'accès afin de minimiser les besoins en travaux de défrichage et de construction de routes supplémentaires. D'autres emplacements potentiels ont été envisagés pour ce projet; Cependant, le site proposé représentait un équilibre optimal entre les aspects économiques du projet et les impacts potentiels sur l'environnement, permettant ainsi de tirer un bénéfice net de la mise en service du projet .

Tout au long du site du projet, d'autres sites WEC ont été pris en compte tout au long du processus de développement. Six sites sont en cours d'étude, mais cinq seulement seront inclus dans le projet. Sur la base des caractéristiques environnementales cartographiées et vérifiées par le site, les emplacements présentés à la figure 3.2.2 se sont révélés les plus appropriés.

3.6 COMPOSANTS PHYSIQUES ET DIMENSIONS DU PROJET

3.6.1 INFRASTRUCTURE DE PROJET

Le tableau 3.6-1 résume les différentes fonctionnalités du projet requises pour soutenir le projet. La zone maximale de défrichage requise pour les caractéristiques du projet est résumée dans le tableau 3.6-2 et présentée sur le schéma 3.2-2 et le schéma 3.2-3.

Tableau 3.6-1 Longueur approximative des routes de projet et système de collecte proposé

CARACTÉRISTIQUE DU PROJET	LONGUEUR	INFORMATION ADDITIONNELLE
Route d'accès sur la route existante allant de la route 320 à la zone du projet	1 km	Améliorations et élargissement de la route pour permettre la livraison du WEC.
Routes d'accès (nouvelle construction sur un terrain privé)	3,4 km	Déboisement requis dans la plupart des régions. Une voie d'accès jusqu'à 6 m de large menant aux plates-formes de grue est nécessaire pour ériger des WEC.
Ligne de transmission aérienne	2,1 km	La longueur peut varier en fonction de l'emplacement final du projet
Ligne de transmission souterraine	860 m	La longueur peut varier en fonction de l'emplacement final du projet
Ligne d'appui	8,9 km	La longueur peut varier en fonction de l'emplacement final de l'emprise.

Tableau 3.6-2 Zone approximative d'effacement requise pour les caractéristiques du projet

CARACTÉRISTIQUE DU PROJET	ZONE DE DÉGAGEMENT	INFORMATION ADDITIONNELLE
Plates-formes de grue pour montage WEC	1 200 mètres carrés (m ²) par plate-forme.	Certaines zones qui seront utilisées pour les plates-formes de grue ont déjà été nettoyées.
Nouvelle construction de route d'accès	10 ha	Environ 2,5 km de nouvelle zone devront être dégagés pour la construction de routes d'accès.
Ligne d'appui	12 ha	Environ 4,9 km de l'itinéraire proposé pour la ligne de transport sont dégagés. Environ 4 km de nouvelles zones devront être dégagées pour la construction de la ligne de transport.

3.6.2 DYNAMITAGE

Il est peu probable que le dynamitage soit requis pour le projet.

3.6.3 APPROVISIONNEMENT EN EAU

Il est prévu que la majeure partie de l'eau proviendra des camions-citernes. Toutefois, si nécessaire, un approvisionnement en eau sur site peut être utilisé. Il n'y a pas de projet en cours pour une centrale à béton sur le site, donc l'utilisation de l'eau sur le site pour ce processus ne sera pas nécessaire. La quantité journalière estimée serait d'environ 22 000 litres (L).

3.6.4 TRAVAUX ÉLECTRIQUE ET INTERCONNEXION AU RÉSEAU

Les lignes de transport d'électricité passeront du poste proposé (environ 2,8 km au sud-est de Saint-Léolin) aux WEC. Les derniers 70 à 100 m de chaque WEC seront des câbles souterrains enfouis pour des raisons de sécurité et de dégagement.

Les 8,9 km de lignes électriques aériennes de 34,5 kilovolts (kV) seront acheminés vers le sud et le sud-ouest des WEC au poste proposé. La ligne aérienne sera ensuite connectée à un transformateur élévateur de tension principal (20 méga-volt ampères [MVA]) au niveau de la sous-station pour élever la tension à la tension de la ligne de transport de 69 kV. Enfin, une ligne de 69 kV s'étendra de 20 à 30 m de la sous-station jusqu'au point de dérivation de la ligne d'Énergie Nouveau-Brunswick.

3.6.5 CONVERTISSEURS D'ÉNERGIE ÉOLIENNE ET TOUR MÉTÉOROLOGIQUE

Les spécifications WEC sont résumées dans le tableau 3.6-3 et les détails concernant la tour météorologique sont résumés dans le tableau 3.6 4. Des feuilles de données complètes sur la EP3-126 figurent à l'annexe A.

Tableau 3.6-3 Spécifications du convertisseur d'énergie éolienne proposé

INFORMATIONS SUR LE CONVERTISSEUR D'ÉNERGIE ÉOLIENNE	MESURE
Diamètre du rotor	127 m
Hauteur du moyeu	116 m à 132 m
Hauteur de la pointe (du sol à la hauteur maximale au bout de la lame)	179,5 m à 194,5 m
Niveau de puissance acoustique à la hauteur du moyeu à la puissance maximale	88,1 dBA à 106,1 dBA (en fonction de la hauteur du moyeu)
Vitesse rotationnelle	4,4 à 11,8 tours par minute (tr/min)
Vitesse du vent de découpe	24 à 30 mètres par seconde (m/s)
Zone balayée	12 667,0 mètres carrés (m ²)

Tableau 3.6-4 Résumé de la tour météorologique du projet

DESCRIPTION	CONFIGURATION
Mise en service	24 octobre 2015
Hauteur de la tour météorologique	60 m
Lieu (est, nord)	343724 E, 5296890 N, UTM Zone 20, NAD83

Pour faire fonctionner le projet de manière sûre, CVLP a acheté le système de déglacage Enercon pour chacun des cinq WEC qui détectera si les pales s'enduisent de glace. En cas de détection de givre, le rotor WEC est arrêté en un point où l'une des trois pales est dirigée vers le bas, perpendiculairement au sol; la lame est ensuite chauffée jusqu'à ce qu'il ne reste plus de givre. Le rotor est ensuite mis en rotation jusqu'à ce que la lame suivante soit dans cette position descendante et le processus est répété jusqu'à ce que toute la glace ait été retirée.

En cas de vent extrême, le système de surveillance WEC du projet s'assurera automatiquement que les pales WEC sont en drapeau (c'est-à-dire inclinées), de sorte que la surface de la pale ne soit plus en position de capturer le vent entrant. Ce changement de tangage empêche les vents extrêmes de faire tourner le rotor.

Conformément à la norme 621 de Transports Canada, les WEC dont la hauteur totale est supérieure à 150 m doivent avoir deux feux CL-864 montés au sommet de la nacelle, en plus d'au moins trois feux CL-810 montés à mi-hauteur de la nacelle jusqu'à la tour du WEC. Un seul des feux montés sur la nacelle doit rester en marche pendant une seule période, tandis que le second reste en veille. Toutes les lumières montées sur le WEC doivent clignoter au même rythme.

3.7 ACTIVITÉS DES TRAVAUX

3.7.1 DÉGAGEMENT DU SITE ET TRAVAUX DES ROUTES D'ACCÈS

Le défrichage comprend l'abattage de tous les arbres, broussailles, souches et autres obstacles se trouvant dans la zone de construction et susceptibles de compromettre les activités de construction, le déplacement des véhicules et/ou de menacer la sécurité du personnel de construction.

Le matériel résultant sera récupéré et stocké en tas ou en andains. Aucun matériau ne sera poussé dans ou contre les arbres vivants debout adjacents aux zones de construction. De même, aucun matériau ne sera placé ou stocké dans une zone humide ou un cours d'eau.

En toute sécurité, les arbustes miniatures et les petits arbres en régénération ne seront pas défrichés. Au lieu de cela, l'équipement lourd et les camions ne feront que traverser ou « descendre » cette végétation ligneuse pour limiter les perturbations des racines, de la couche de tourbe et du couvert herbeux/défendu associé. Tous les arbres déboisés seront enlevés conformément aux pratiques forestières standard en utilisant un équipement tel que des abatteuses. Des bulldozers et des excavateurs seront utilisés pour l'arrachage et le nettoyage de la végétation de taille réduite.

Les routes existantes seront améliorées et de nouvelles routes d'accès seront construites pour transporter du matériel vers les sites de construction. Il y aura une zone de 45 m de large pour la construction des routes d'accès spécifiques au site. La route d'accès sera située en consultation avec les propriétaires fonciers et en tenant compte des effets environnementaux potentiels. En règle générale, les routes d'accès auront une largeur de 4 m pendant la phase de construction pour accueillir les grandes grues (avec un dégagement supplémentaire de 1 m de chaque côté pour l'emprise et le dégagement). La longueur de la route sera différente pour chaque WEC en fonction de son emplacement.

La construction de la route d'accès nécessitera généralement le défrichage et l'arrachage de toute végétation, l'excavation de la couche supérieure du sol (horizon A plus une partie de l'horizon B jusqu'à une profondeur correspondant aux conditions spécifiques du site) et l'ajout d'une couche de matériau compacté d'une épaisseur typique de 300 à 600 millimètres (mm), en fonction des conditions géotechniques spécifiques du site. Un matériau granulaire propre (généralement du gravier « A » ou « B ») sera amené sur le site en fonction des besoins et ne sera pas stocké sur place. Les matériaux de la couche supérieure du sol seront conservés et réutilisés sur le site et des mesures d'atténuation appropriées seront appliquées conformément au plan de contrôle de l'érosion et de la sédimentation qui sera mis en œuvre pour le projet. La route d'accès à chaque WEC nécessitera généralement une durée de construction de un à trois jours. Selon la longueur des routes d'accès, la construction peut nécessiter environ 400 à 800

camions de gravier.

De nouveaux ponceaux peuvent être nécessaires pour maintenir le drainage dans les fossés aux jonctions des routes et ceux-ci seront construits pour supporter l'équipement de construction et les camions de livraison. Les détails des ponceaux et de leur installation en plus des mesures de contrôle de l'érosion seront déterminés conjointement avec les autorités de réglementation appropriées dans le cadre du processus d'obtention des permis.

L'équipement comprendra au minimum des camions, des niveleuses et des bulldozers. Les routes municipales et provinciales serviront également au transport de l'équipement. Des modifications mineures peuvent être nécessaires sur certaines des routes existantes (par exemple, en élargissant le rayon de braquage) pour traiter les charges surdimensionnées. Tout dommage causé à la route sera réparé avant la fin de la phase de construction. Les camions et les niveleuses seront conduits sur le site et les bulldozers seront transportés par remorques. Les produits chimiques requis pour cette phase sont les huiles, l'essence et la graisse utilisées pour faire fonctionner des équipements de construction. La manutention du carburant sera effectuée conformément aux mesures d'atténuation décrites à la section 3.7.14.

3.7.2 CALIBRAGE

De manière générale, le nivellement comprend l'enlèvement des matériaux de la couche supérieure du sol, l'installation de rampes, le double virage et d'autres travaux nécessaires pour faciliter le déplacement de l'équipement sur et dans les zones de construction.

Le décapage des matériaux de la partie supérieure du sol est l'étape la plus importante pour maintenir le support de croissance en vue d'une récupération réussie et de l'utilisation des terres après une perturbation. Les matériaux de sol supérieurs seront décapés à une profondeur prédéterminée et stockés pour être utilisés pendant le nettoyage et la remise en état. Lorsque le projet traverse des habitats sensibles, seules les zones requises pour la largeur du projet seront dépouillées afin de minimiser les perturbations des communautés végétales et de limiter la création de sites de culture adaptés aux espèces non endémiques et à mauvaises herbes.

Le nivellement du sous-sol peut être nécessaire pour établir une surface de travail plane et sûre pour l'utilisation et le déplacement de l'équipement. Il est prévu qu'un nivellement localisé sera requis là où des variations de micro-relief spécifiques au site existent (par exemple, pour des pentes latérales ou de petits monticules) qui peuvent être traversées par le projet.

3.7.3 MISE EN PLACE DES INSTALLATIONS TEMPORAIRES

Une zone de dépôt peut également être construite pour le stockage temporaire de matériaux de construction et mesurerait environ 100 m sur 100 m. Elle serait probablement située dans la carrière de gravier/sable existante dans la zone du projet. La zone de dépôt comprendra des aires de transit pour les matériaux de construction, les remorques de construction et les installations associées, ainsi qu'une ligne de service électrique temporaire pour fournir de l'électricité aux remorques de construction.

L'équipement comprendra au minimum des camions, des niveleuses et des bulldozers. Les camions et les niveleuses seront conduits sur le site et les bulldozers seront transportés par remorques. Les seuls produits chimiques nécessaires pour cette phase sont les huiles, l'essence et la graisse utilisées pour faire fonctionner des équipements de construction. La manutention du carburant sera effectuée conformément aux mesures d'atténuation décrites à la section 3.7.14.

3.7.4 TRAVAUX DES SITES D'ÉOLIENNES ET DE PLATE-FORME DE GRUE

Avant la construction, la zone de construction sera dégagée et nettoyée. Afin de fournir un espace suffisant pour le dépôt des composants WEC et son assemblage, une zone de 60 m sur 70 m doit être dégagée, nivelée et accessible pendant la phase de construction. Les matériaux de la couche supérieure du sol sont généralement enlevés avec un peu de matériau stabilisant les sols (c.-à-d. Du gravier concassé ou du remblai propre), en fonction des conditions géotechniques spécifiques du site. Lorsque les zones de dépôt se trouvent à proximité des cours d'eau, des mesures de lutte contre l'érosion seront mises en œuvre, comme indiqué dans le plan de lutte contre l'érosion et la sédimentation.

Les plates-formes de grue seront construites en même temps que la route et seront adjacentes aux sites de WEC. Les plates-formes de grue auront généralement une superficie de 30 m sur 40 m. Les matériaux du sol situés au niveau de la plate-forme de la grue seront retirés et environ 600 mm de gravier concassé propre et compacté seront importés selon les besoins. Les matériaux de sol supérieurs récupérés seront réutilisés sur le site dans la mesure du possible. Une fois le montage du WEC terminé, la plate-forme de grue sera retirée et sera rétablie pour une utilisation antérieure.

L'équipement comprendra au minimum des camions, des niveleuses et des bulldozers. Les camions et les niveleuses seront conduits sur le site et les bulldozers seront transportés par remorques. Les seuls produits chimiques nécessaires

pour cette phase sont les huiles, l'essence et la graisse utilisées pour faire fonctionner des équipements de construction. La manutention du carburant sera effectuée conformément aux mesures d'atténuation décrites à la section 3.7.14.

3.7.5 LIVRAISON DE MATERIEL

Le matériel sera livré par camion et par remorque pendant toute la phase de construction et entreposé sur les sites de dépôts temporaires situés autour de chaque CE. Un plan de gestion du trafic sera élaboré et discuté avec le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux et le DTI du Nouveau-Brunswick. Des routes de trafic alternatives seront préparées pour traiter le trafic, comme nécessaire. Le DTI a déjà été engagé et a fourni une liste de conditions qui seront réalisées.

3.7.6 TRAVAUX DES FONDATIONS DES ÉOLIENNES

Les excavatrices seront utilisées pour excaver une zone d'environ 3 m de profondeur par 20 m sur 20 m (la précision de la taille de la zone de fouille doit être déterminée par analyse géotechnique du sol) avec le matériau stocké en vue de son futur remblayage. Les matériaux stockés sépareront les matériaux de la couche supérieure du sol et du sous-sol et les matériaux d'excavation excédentaires seront utilisés sur le site comme agrégats pour renforcer et enterrer davantage les fondations du WEC, une fois celles-ci terminées. La fondation, d'une superficie approximative de 400 m², sera construite en béton coulé et renforcée avec des barres d'armature en acier pour plus de résistance. Après la construction, les fondations seront remblayées et la surface sera aménagée pour permettre le drainage. Tous les déchets de bois générés seront retirés du site et recyclés. Les baguettes de soudage usées seront éliminées comme déchets dangereux par un entrepreneur agréé.

L'équipement de construction typique comprendra :

- Excavatrice pour enlever le matériau
- Camions à plat (quatre à six) pour la livraison de barres d'armature, d'assemblages de montage de turbines et de formulaires
- Grue sur camion ou chariot élévateur tout terrain pour le déchargement et la mise en place des barres d'armature et des formes
- Camions à béton pour la livraison de béton (300 à 500 charges)
- Camions de construction (trois à quatre véhicules à visites multiples)
- Bulldozer, chargeur et camions pour remblayer et compacter les fondations et enlever les surplus de matériaux excavés

Les camions et les niveleuses seront conduits sur le site et les bulldozers seront transportés par remorques. Les produits chimiques nécessaires à cette tâche sont les huiles, l'essence et la graisse utilisées pour faire fonctionner des équipements de construction. La manutention du carburant sera effectuée conformément aux mesures d'atténuation décrites à la section 3.7.14.

3.7.7 ASSEMBLAGE ET INSTALLATION DES ÉOLIENNES

Les composants de l'éolienne arriveront sur le site en utilisant des camions à fond plat et d'autres camions et seront temporairement entreposés sur le site à proximité immédiate de la base avant l'assemblage. En règle générale, deux grues seront utilisées pour installer les WEC. La plus grande grue est généralement du type à chenilles d'une capacité de 400 tonnes ou plus et est utilisée pour les levages plus élevés.

Un dégagement et un arrachage seront nécessaires pour la zone de montage. Les grues de montage et l'équipe suivront l'équipe des fondations et érigeront les WEC une fois les fondations terminées et le béton pris. Cela se fera généralement dans cinq levages (trois pour les tours, un pour la nacelle et un pour le rotor) sur une période de deux à trois jours. Les sections de tour inférieures peuvent être installées plusieurs jours avant les sections de tour plus élevées et la section de la turbine afin d'optimiser la séquence d'installation. La partie inférieure de la tour comprendra également du matériel électrique et de communication. L'assemblage et l'installation totale du WEC nécessiteront généralement de quatre à cinq jours pour chaque WEC.

Les cadres d'emballage des composants WEC sont renvoyés au fournisseur de turbines. Après la mise en service, la zone environnante retrouvera son utilisation d'origine.

L'équipement comprendra au minimum des camions, deux grues, des niveleuses et des bulldozers. Les camions et les niveleuses seront conduits sur le site et les bulldozers seront transportés par remorques. La plus grande grue sur chenilles peut se déplacer d'un site WEC à un autre; toutefois, il devra être désassemblé pour pouvoir être déplacé le

long des routes et à partir du projet site. Alternativement, les grues peuvent être déplacées entre les sites WEC sans démontage le long des chemins de grue. Les produits chimiques nécessaires pour cette phase sont les huiles, l'essence, le fluide hydraulique et la graisse utilisés pour faire fonctionner des équipements de construction. La manipulation du carburant sera effectuée conformément aux mesures d'atténuation décrites à la section 3.7.14.

3.7.8 CONSTRUCTION DU SYSTEME DE COLLECTE ÉLECTRIQUE

Le système de collecte d'électricité sera composé de câbles aériens et souterrains et d'un système de collecte enterré. Les câbles et les lignes de connexion entre chaque WEC et le poste de transformation seront enterrés et seront adjacents aux routes d'accès du WEC lorsque cela sera possible, et dans les emprises des routes municipales si nécessaire. Des boîtes de jonction électriques hors sol seront installées si nécessaire pour connecter des sections du câblage souterrain. Le sol excavé sera stocké temporairement puis réutilisé comme remblai. Les conducteurs d'alimentation seront approximativement 0,9 m en dessous du niveau et l'emplacement sera marqué. L'équipement comprendra des trancheuses ou des excavatrices (selon le type de sol) et la construction nécessitera un équipage de six personnes. Les passages à niveau et/ou le forage directionnel sous un cours d'eau ou une terre humide traversés par le système de collecte seront pris en compte pour le projet. Le délai de construction dépend de la longueur requise des lignes.

Les produits chimiques nécessaires pour cette phase sont les huiles, l'essence et la graisse utilisées pour faire fonctionner des équipements de construction, ainsi que le polymère utilisé pour le forage dirigé. La manutention du carburant sera effectuée conformément aux mesures d'atténuation décrites à la section 3.7.14.

3.7.9 TRAVAUX DE L'INTERCONNEXION ÉLECTRIQUE

Une ligne électrique aérienne reliera le poste de transformation à une ligne de transport existante. Un circuit triphasé à 34,5 kV en amont s'étendra au nord de la sous-station et se poursuivra vers le nord et le nord-est à environ 9 km du secteur du projet. Cette ligne électrique comprendra l'installation d'un certain nombre de pôles pour supporter le circuit. Il est proposé que les poteaux soient construits en bois, en béton ou en acier et auront généralement une hauteur comprise entre 18 et 30 m.

Les trous pour les nouveaux poteaux sont généralement creusés dans le sol à l'aide d'une vis sans fin montée sur camion. Les poteaux seront ensuite insérés en utilisant des grues à une profondeur typique de 2 à 3 m sous le niveau du sol. Les pôles sont généralement « habillés » (prêts à accepter les conducteurs) posés au sol avant l'installation. Une fois les poteaux en place et habillés, les câbles seront fixés à l'aide de camions à flèche et de camions à enrouleur de câble spéciaux. Certains déchets d'emballage peuvent être générés. Tous les matériaux recyclables seront séparés des matériaux non recyclables et les deux types seront retirés du site et éliminés dans une installation approuvée et agréée.

L'équipement comprendra au minimum une grue montée sur camion, des remorques à fond plat et une tarière montée sur camion. Les produits chimiques requis pour cette phase sont les huiles, l'essence et la graisse utilisées pour faire fonctionner des équipements de construction. Un lubrifiant est susceptible d'être utilisé lorsque les câbles sont tirés à travers le conduit. La manutention du carburant sera effectuée conformément aux mesures d'atténuation décrites à la section 3.7.14.

3.7.10 TRAVAUX DE LA SOUS-STATION DU TRANSFORMATEUR

En règle générale, d'une taille de moins de 0,05 ha, le poste de transformation comprendra des équipements tels qu'un commutateur d'isolation, un disjoncteur, un transformateur élévateur de tension, des appareillages de transmission, des transformateurs d'instrument, des équipements de mise à la terre et de comptage, ainsi qu'un boîtier de commande alimenté avec le pouvoir de la ligne de distribution locale.

La mise à la terre des sous-stations respectera les codes électriques locaux. La zone de la sous-station sera gravillonnée avec du matériel propre importé sur le site selon les besoins et inclinée pour faciliter le drainage. Un système de confinement secondaire sera installé autour du transformateur en cas de fuite d'huile afin d'éviter toute contamination du sol, des eaux souterraines ou des eaux de surface.

Pendant la construction de la sous-station, la terre arable et les sous-sols seront débarrassés et stockés séparément. La terre arable et le sous-sol dépouillés seront placés dans une zone de stockage temporaire et la terre extraite de la zone de la sous-station sera répartie sur d'autres propriétés du projet. Une ligne de service électrique et les poteaux associés seront probablement connectés à la ligne de distribution existante adjacente à la sous-station afin de fournir du courant de service domestique au bâtiment de contrôle de la sous-station. Certains déchets d'emballage peuvent être générés. Tous les matériaux recyclables seront séparés des matériaux non recyclables et les deux types seront retirés du site et éliminés dans une installation approuvée et autorisée.

L'équipement de construction comprendra de petites tranchées, une petite grue, des chariots élévateurs, des camions à béton et un bulldozer. Les camions et les niveleuses seront conduits sur le site et les bulldozers seront transportés par remorques. Les produits chimiques nécessaires pour cette phase sont les huiles, l'essence et la graisse utilisées pour faire fonctionner les équipements de construction et l'huile de transformateur. La manutention du carburant sera effectuée conformément aux mesures d'atténuation décrites à la section 3.7.14.

3.7.11 TOURS MÉTÉOROLOGIQUES

CVLP a installé une tour météorologique (MET) de 60 m sur le site du projet, au 343724 E 5296890 N, UTM Zone 20, NAD83 afin de collecter des données météorologiques brutes. Le mât MET de 60 m était instrumenté avec des paires d'anémomètre NRG # 40C montées à 330 ° T et à 220 ° T à des hauteurs de 60, 50 m et 40 m. Ils étaient orientés de manière à capturer au mieux les données de vitesse du vent de la région et à réduire l'effet de l'ombre de la tour. L'installation de la tour n'a nécessité ni le déboisement ni la mise en place d'une fondation.

3.7.12 NETTOYAGE ET RÉCLAMATION

Le nettoyage du site aura lieu tout au long de la phase de construction et la remise en état du site une fois la construction terminée. Les déchets et débris générés pendant les activités de construction seront collectés par un exploitant agréé et éliminés dans une installation approuvée. Des efforts raisonnables seront déployés pour minimiser les déchets générés et pour recycler les matériaux, notamment en renvoyant les matériaux d'emballage aux fournisseurs pour qu'ils soient réutilisés / recyclés.

Les sols dénudés seront remplacés et redessinés dans les zones de construction et les zones perturbées serontensemencées à nouveau, le cas échéant. Les équipements de contrôle de l'érosion seront retirés une fois que les inspections auront permis de déterminer que la menace d'érosion a diminué au niveau de terre utilisé à l'origine ou à un niveau inférieur. Des panneaux d'avertissement de tension élevée seront installés à la sous-station du transformateur ou ailleurs, de façon appropriée. À la fin de la construction, les véhicules et les équipements de construction seront retirés du site .

3.7.13 MISE EN SERVICE DE L'ÉOLIENNE

La mise en service de l'éolienne aura lieu une fois que les WEC et la sous-station seront complètement installés et que les autorités de réglementation seront prêtes à accepter les interconnexions réseau . Les activités de mise en service seront constituées de tests et d'inspection des systèmes électriques, mécaniques et de communication. Certains déchets d'emballage peuvent être générés. Tous les matériaux recyclables seront séparés des matériaux non recyclables et les deux flux seront retirés du site et éliminés dans une installation approuvée et agréée .

Des groupes électrogènes portables temporaires peuvent être utilisés pour mettre en service électriquement les WEC avant leur connexion au réseau. Les générateurs sont nécessaires pour environ une journée par WEC. Les générateurs sont fournis avec un certificat d'approbation aux propriétaires. Après la phase de mise en service, les groupes électrogènes portables seront retirés du site et retournés aux propriétaires.

L'équipement comprendra des camions de soutien qui seront conduits sur le chantier de construction. Les produits chimiques nécessaires pour cette phase sont les huiles, l'essence et la graisse utilisées pour faire fonctionner des équipements de construction et des générateurs portables, l'huile de boîte de vitesses et des lubrifiants. La manutention du carburant sera effectuée conformément aux mesures d'atténuation décrites à la section 3.7.14.

3.7.14 MANIPULATION DU CARBURANT

Si cela s'avère nécessaire, le contractant installera des réservoirs de stockage de carburant temporaires dans les aires de stationnement désignées ou dans leurs cours/entrepôts temporaires. Les installations de stockage seront soumises aux réglementations provinciales en matière d'environnement, de santé et de sécurité. Le carburant serait acheminé vers les machines à l'aide d'un camion-citerne standard. Les plans d'intervention en cas de déversement seront déposés auprès des autorités locales, le cas échéant .

Sinon, des grossistes locaux seraient employés pour transporter le carburant vers les équipements du projet. Ces personnes et/ou entreprises sont soumises à la législation provinciale concernant ces activités. La majeure partie de l'équipement est ravitaillée en carburant sur le site du projet, les véhicules légers étant généralement approvisionnés en carburant dans les villes et villages voisins. Tous les ravitaillements en carburant, en particulier aux passages de.

cours d'eau/de zones humides, auront lieu dans une zone désignée à au moins 50 m de du bord . de la fonctionnalité délimitée . Une attention particulière sera donnée afin d'éviter une relâche des fluides par inadvertance.

3.7.15 GESTION DES DÉCHETS

Les contractants sont tenus de respecter toutes les lois applicables en matière de manipulation, d'entreposage, de transport et d'élimination des déchets. La construction devrait générer relativement peu de déchets. En règle générale, les déchets et autres déchets non dangereux (emballages, par exemple) sont collectés et éliminés dans des décharges locales. Tous les déchets (essence de moteur, effluents gazeux, graisse, etc.) seront collectés dans des conteneurs et transportés vers des sites d'élimination approuvés. Les barils de carburant ou autres récipients contenant des liquides seront stockés sur des sites au niveau du sol (censés se trouver dans la zone de dépôt) et tous les produits chimiques de forage seront clairement identifiés conformément aux exigences du système d'information sur les matières dangereuses utilisées au travail, puis stockés dans un endroit sec et sécurisé. utiliser.

Les déchets nécessitant une plus grande attention comprennent les apprêts usés ou en surplus, les revêtements d'époxy, les huiles et lubrifiants et les conteneurs de produits vides associés. Tous ces déchets seraient collectés et éliminés conformément à la législation applicable. Généralement, ces fonctions seraient sous-traitées à des entreprises de gestion de déchets.

De bonnes pratiques d'entretien seront maintenues pendant toutes les phases du programme de construction. Les zones de construction seront exemptes de déchets et de débris et, tous les déchets liés au projet seront collectés dans des conteneurs sécurisés en vue de leur transfert éventuel vers la décharge la plus proche ou vers une autre installation d'élimination approuvée.

3.8 OPÉRATION ET MAINTENANCE

La section suivante décrit le fonctionnement et la maintenance du projet, y compris les activités quotidiennes et les activités de maintenance courante et imprévue.

3.8.1 FONCTIONNEMENT DE L'ÉOLIENNE

Le centre d'énergie éolienne aura besoin de personnel technique et administratif permanent pour l'entretien et l'exploitation de l'installation. Les travailleurs primaires seront des techniciens en éolienne (c'est-à-dire des techniciens qui effectuent la maintenance des WEC) ainsi qu'un superviseur de chantier. Le projet sera exploité par une équipe de deux à trois personnes qui travailleront à partir du bâtiment d'opérations et de maintenance hors site.

Les WEC fonctionneront (c'est-à-dire en mode «Marche») et produiront de l'électricité lorsque la vitesse du vent se situera dans la plage de fonctionnement du WEC et qu'il n'y aura pas de dysfonctionnement des composants. Chaque WEC dispose d'un système de contrôle complet qui surveille les sous-systèmes au sein du WEC et les conditions de vent locales afin de déterminer si les conditions sont adaptées au fonctionnement. Si un événement se produit en dehors de la plage de fonctionnement normale du WEC (telle que des pressions hydrauliques basses, des vibrations inhabituelles ou des températures élevées du groupe électrogène), le WEC se mettra immédiatement hors service et signalera l'état au Centre d'exploitation, situé au bâtiment d'opérations et de maintenance hors site. Une ligne de communication relie chaque WEC au centre d'opérations, qui surveille de près et, au besoin, contrôle le fonctionnement de chaque WEC. Le système WEC sera intégré à l'interconnexion électrique Contrôle de surveillance et acquisition de données afin de garantir que les contrôles, les alarmes et les fonctions critiques sont correctement coordonnés pour un fonctionnement sûr, sécurisé et fiable. Le WEC fera également rapport au centre des opérations de CVLP en dehors des heures de travail.

3.8.2 ENTRETIEN COURANT DES ÉOLIENNES

Les activités de maintenance préventive de routine seront programmées tous les six mois, avec des tâches de maintenance spécifiques programmées pour chaque intervalle. La maintenance consiste à mettre le WEC hors service et à faire monter la tour par deux ou trois techniciens de l'éolien pour y consacrer une journée complète à des activités de maintenance.

Les consommables tels que les différentes graisses utilisées pour maintenir les composants mécaniques en fonctionnement et les filtres à huile des systèmes hydrauliques seront utilisés pour les tâches de maintenance de routine. Après tous les travaux de maintenance sur le WEC, la zone est nettoyée. Tous les lubrifiants en excès et les chiffons imbibés de graisse sont retirés et éliminés conformément aux exigences en vigueur. règlements. Toutes les

activités de maintenance respecteront les mêmes protocoles de prévention des déversements que ceux appliqués pendant la phase de construction.

3.8.3 ENTRETIEN NON PLANIFIÉ DE L'ÉOLIENNE

Les WEC modernes sont très fiables et les principaux composants sont conçus pour fonctionner pendant environ 30 ans. Cependant, il est possible que certains composants tombent en panne en dépit de la grande fiabilité de l'ensemble du parc WEC. Le plus souvent, une défaillance de petits composants tels que des commutateurs, des ventilateurs ou des capteurs mettra le WEC hors service jusqu'à ce que le composant défectueux soit remplacé. Ces réparations peuvent généralement être effectuées par une seule équipe visitant le WEC pendant plusieurs heures.

Les événements impliquant le remplacement d'un composant majeur tel qu'un rotor sont rares. S'ils se produisent, l'utilisation d'équipements de grande taille, parfois aussi importants que ceux utilisés pour installer les WEC, peut être nécessaire.

Il est possible qu'une route d'accès, construite pour la construction et qui retrouvera les conditions existantes une fois la phase de construction achevée, devra être reconstruite pour permettre la réparation d'un WEC endommagé. En règle générale, seul un faible pourcentage de WEC nécessitera un équipement de grande taille au cours de leur vie.

3.8.4 MAINTENANCE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Le système de collecte et la sous-station nécessiteront des activités de maintenance préventive périodiques. La maintenance de routine comprendra l'évaluation de l'état des infrastructures en surface et la maintenance des relais de protection de la sous-station, ainsi que la surveillance du système de confinement secondaire à la recherche de traces d'huile. Enfin, un contrôle de la végétation sera nécessaire autour de la ligne de transport pour éviter tout dommage et assurer la sécurité de l'exploitation.

3.8.5 GESTION DES DÉCHETS

Les déchets générés au cours de la phase d'exploitation seront enlevés par un opérateur agréé et éliminés dans une installation approuvée. Tous les lubrifiants ou huiles résultant de la maintenance du WEC seront mis en batterie sur le site et éliminés conformément à la réglementation en vigueur. Tous les efforts raisonnables seront déployés pour minimiser les déchets générés et pour recycler les matériaux, notamment en renvoyant les matériaux d'emballage aux fournisseurs pour qu'ils soient réutilisés / recyclés. Les protocoles de prévention des déversements suivis pendant la construction continueront d'être observés tout au long des activités d'exploitation et de maintenance de l'installation.

3.8.6 SURVEILLANCE DE L'ENVIRONNEMENT

Des activités de surveillance, y compris une surveillance de la mortalité des oiseaux et des chauves-souris après la construction, seront effectuées sur le projet pendant son exploitation. Les activités de surveillance spécifiques seront développées avec le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux dans le cadre de la phase globale de l'obtention des permis et des approbations du projet.

3.9 DÉMANTÈLEMENT

La durée de vie prévue du projet est estimée à 30 ans. Ce qui suit décrit comment le projet sera mis hors service. Le processus de démantèlement impliquera de retirer le WEC, y compris la tour, la génératrice, l'équipement auxiliaire, les câbles/poteaux hors-sol, les appareils, et de remettre les lieux dans leur état initial. Si cela est convenu avec l'environnement et les gouvernements locaux, les routes d'accès et les câbles souterrains peuvent être laissés en place. Les fondations doivent être enlevées à la profondeur du sol d'origine ou à 1,2 m sous le niveau du sol, selon la valeur la moins élevée. Dans les 12 mois suivant le début du processus de démantèlement, le propriétaire du projet aura retiré les composants pertinents du terrain loué.

Le démantèlement du projet sera entrepris conformément à la réglementation appropriée en matière de santé et de sécurité. Comme pour la construction, un responsable de la sécurité sera présent sur le site pendant toute la durée des travaux.

3.9.1 DÉMANTÈLEMENT APRÈS L'ARRÊT DES OPÉRATIONS

Correctement entretenus, les WEC ont une durée de vie d'au moins 30 ans. À la fin du projet, en fonction des conditions du marché et de sa viabilité, les WEC peuvent être « alimentés » avec de nouvelles nacelles, tours et/ou pales, prolongeant ainsi la durée de vie utile du projet et retardant toute activité de démantèlement. Alternativement, les WEC peuvent être mis hors service.

Les activités suivantes pour le retrait des composants seront entreprises une fois le démantèlement lancé :

- Supprimer le système de collecte en surface, y compris la sous-station et le point de connexion
- Supprimer les WEC
- Suppression partielle des fondations WEC
- Supprimez les routes d'accès WEC, si les propriétaires vous le demandent

Le plan de démantèlement anticipé suivant est basé sur les procédures et l'expérience actuelles. Les détails de ces procédures peuvent être ajustés pour refléter l'expérience supplémentaire en matière de démantèlement à l'avenir.

ÉOLIENNES

La première étape du démontage consistera à demander aux équipes de câblage de déconnecter la tour du système de collecte et de déconnecter le câblage entre les sections WEC. Une équipe de démontage utilisera ensuite une grue pour retirer les pales, le rotor, la nacelle puis les tours section par section. L'huile de lubrification sera évacuée de la boîte de vitesses une fois qu'elle aura été posée au sol et l'huile sera éliminée conformément à la réglementation en vigueur. Lors du démontage du WEC, les différents composants seront transportés hors site.

FONDATIONS DES ÉOLIENNES

Une fois que tous les composants WEC ont été nettoyés d'un site, le dernier mètre de déblais autour de la fondation sera excavé et stocké. Une fois dégagés, les 1,2 m supérieurs de la fondation (ou du substrat rocheux) seront démolis. Le béton et les barres d'armature résultants seront transportés hors site et éliminés dans des installations autorisées. Par la suite, les matériaux de sol stockés seront utilisés pour remplacer la zone maintenant dégagée. La zone perturbée sera délimitée et classée. Aucun sol hors site ne devrait être nécessaire.

ENLÈVEMENT DE LA ROUTE D'ACCÈS

Les nouvelles routes d'accès seront laissées à la demande du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux ou seront nivelées de manière à restaurer les profils de terrain (dans la mesure du possible), puis revégétalisées. Les routes d'accès améliorées ne seront pas supprimées.

MISE HORS SERVICE DES FILS DE CÂBLES

Au moment de la mise hors service, le cas échéant, les câbles souterrains seront laissés en place. Les lignes seront coupées et les extrémités enterrées à 1,2 m sous le niveau du sol. Les boîtes de jonction hors sol seront supprimées.

MISE HORS SERVICE D'UNE SOUS-STATION ÉLECTRIQUE

Les composants électriques de la sous-station seront soit retirés dans leur ensemble, soit démontés, en attendant leur réutilisation ou leur recyclage. Une fois nettoyé, le gravier autour de la cour sera récupéré (à moins que le propriétaire ne souhaite conserver la zone telle quelle) et la clôture retirée. Comme pour les fondations du WEC, les fondations de la sous-station seront excavées et les 1,2 m de béton supérieurs (ou jusqu'à la roche en place) seront démolis et transportés hors site pour être éliminés dans une installation agréée. La zone excavée sera ensuite remplie de sol indigène et reclassée. Tout matériau ayant servi de berme insonorisante sera nivelé et replanté selon les exigences du propriétaire foncier .

MISE HORS SERVICE DE LA PLATE-FORME DE GRUE

L'ensemble des plateformes de la grue sera retiré et les zones seront remplies à moins que le propriétaire foncier ne demande de la laisser.

3.9.2 PROCÉDURES DE DÉCONSTRUCTION

Les procédures de déconstructions seront similaires à la phase de construction et comprendront:

- La création d'espaces de travail provisoires. Afin de fournir suffisamment de place pour le dépôt des composants démontés du WEC et leur chargement sur des camions. Une zone doit être dégagée, nivelée et rendue accessible. La couche arable sera retirée et certains matériaux devront peut-être être ajoutés .
- La création de plates-formes de grue. Les plates-formes de la grue auront généralement une taille de 15 m sur 35 m et seront situées dans la zone de travail temporaire autour de chaque WEC. La couche arable de la plate-forme de la grue sera retirée et environ 600 mm de graviers compactés broyés seront ajoutés. Une fois le désassemblage du WEC est terminé, la zone de gravier autour de chaque CCE sera supprimée et la zone sera restaurée tel que antérieure à l'aide de la couche de stockage stockée .
- Utilisation de grues pour retirer les segments des pales, du moyeu et de la tour .
- Utilisation de camions pour l'enlèvement des WEC, des tours et du matériel associé .
- L'enlèvement des 1,2 m supérieurs des fondations du WEC et de leur remplacement par du remblai propre et de la terre empilée. Le remblai et la terre arable seront profilés pour permettre la culture dans le cas de terres agricoles .
- Les matériaux de fondation des routes seront enlevés et remplacés par de la terre végétale propres qui seront réutilisés par le propriétaire foncier à des fins agricoles. Il est proposé de laisser les ponceaux en place après la phase d'opérations .
- Couper les lignes électriques souterraines, enfouir les extrémités à 1,2 m sous le niveau du sol et laisser les lignes en place. Les lignes et les poteaux hors sol seront supprimés et les trous seront remplis avec un remplissage propre .
- La sous-station sera démolie. Cela sera mis hors service de manière appropriée et conforme aux normes en vigueur. Tous les matériaux seront recyclés, si possible, ou éliminés hors site dans une installation approuvée et appropriée.

3.9.3 RESTAURATION DES TERRES ET DES EAUX NÉGATIVEMENT AFFECTÉS PAR LE PROJET

Une fois les WEC et les installations auxiliaires supprimés, les travaux de démantèlement restants consisteront à façonner et à niveler les zones de manière à ce que, autant que possible, le contour initial avant la construction des WEC et des routes d'accès. Toutes les zones, y compris les routes d'accès, les plateformes de transformation et les plateformes de grue, seront restaurées pour retrouver, dans la mesure du possible, leur état d'origine, avec les sols et les semis d'origine. S'il n'y a pas suffisamment de matériaux sur le site, la terre arable et/ou le sous-sol seront importés d'une source acceptable pour le propriétaire.

3.10 FUTURES MODIFICATIONS, EXTENSIONS, OU ABANDON

Aucune phase ultérieure n'est prévue pour le projet. Le projet sera opérationnel pendant 30 ans, ce qui est conforme à l'espérance de vie du WEC. Avant la fin du projet, des plans de déclassement et de remise en état des sites vont commencer ou un nouvel enregistrement peut être obtenu pour prolonger la durée de vie du projet.

4 DESCRIPTION DE L'ENVIRONNEMENT EXISTANT

Cette section fournit une description des conditions environnementales existantes pour les composants biophysiques et humains pouvant être influencés par le projet. Les informations fournies dans cette section sont basées sur les sources de données secondaires existantes, les bases de données et la cartographie disponibles pour l'emplacement. Les informations présentées dans cette section concernent l'empreinte du projet et l'environnement biophysique environnant. L'empreinte du projet comprend les cinq emplacements proposés pour le WEC, l'accès aux WEC et l'accès au site en utilisant une route existante de la route 320. Aux fins du présent rapport, les SOCC sont identifiés comme des espèces florales ou fauniques classées par le CDCCA, protégées par le *NB SARA*, désignées par le COSEPAC comme étant menacées, en danger ou préoccupantes, ou protégées par le gouvernement fédéral. *SARA*.

Bien que bon nombre des SOCC classées par le CDCCA soient considérées comme rares au Nouveau-Brunswick, celles qui sont protégées ou énumérées par les lois fédérales et provinciales sont particulièrement préoccupante

4.1 ENVIRONNEMENT ATMOSPHÉRIQUE

4.1.1 CLIMAT

Au Nouveau-Brunswick, le climat est considéré comme continental du fait des courants d'air occidentaux traversant l'intérieur du continent, par opposition au climat maritime qui est affecté par les écoulements dans un océan à température modérée. La station climatologique canadienne la plus proche qui respecte les normes de l'Organisation météorologique mondiale des Nations Unies se trouve à Bertrand (47 ° 45 'N - 65 ° F), à environ 8 km au sud du projet. La station météorologique la plus proche avec les normales climatiques disponibles de 1981 à 2010 est située à Haut-Shippagan (47 ° 45'N - 64 ° 46 'O), à environ 25 km au sud-est de la zone du projet. Les données sur les normales climatiques pour chaque station sont présentées dans les tableaux 4.1-1 et 4.1-2. Aucune station météorologique ne se trouve dans la zone du projet. Les données climatiques de Bertrand et du Haut-Shippagan devraient être représentatives des conditions prévalant dans la zone du projet en raison de la proximité et de conditions physiques similaires. Les normales climatiques sont calculées à partir des données de 1981 à 2010.

Tableau 4.1-1 Données des stations canadiennes des normales climatiques de 1981 à 2010 - Bertrand, Nouveau Brunswick

	JAN	FÉV	MAR	AVR	MAI	JUIN	JUILLET	AOÛT	SEP	OCT	NOV	DÉC	ANNÉE
Moyenne journalière (°C)	- 10,1	- 9,4	- 3,8	2,5	9,2	15,6	18,7	18,5	14,0	7,3	1,1	- 5,3	4,9
Précipitations (mm)	19,5	23,3	28,8	51,9	93,5	74,4	89,7	98,7	84,0	112,9	80,2	37,0	793,9
Chutes de neige (cm)	71,1	60,3	69,8	33,3	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	27,2	72,3	339,6
Précipitation (mm)	90,6	83,5	98,6	85,2	97,6	74,4	89,7	98,7	84,0	114,6	107,4	109,3	1133,5

Source : Gouvernement du Canada, 2019a.

Tableau 4.1-2 Données des stations canadiennes des normales climatiques de 1980 à 2010 - Haut-Shippagan, Nouveau Brunswick

	JAN	FÉV	MAR	AVR	MAI	JUIN	JUILLET	AOÛT	SEP	OCT	NOV	DÉC	ANNÉE
Moyenne journalière (°C)	- 9,8	- 9,7	- 4,1	1,9	8,8	15,0	18,7	18,6	14,2	7,6	1,3	- 5,1	4,8
Précipitations (mm)	23,6	20,1	28,7	48,1	81,0	74,9	80,9	95,0	73,8	106,2	76,3	35,5	744,1
Chutes de neige (cm)	73,7	58,9	62,5	34,5	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	26,1	71,1	333,2
Précipitation (mm)	97,3	79,0	91,2	82,6	85,6	74,9	80,9	95,0	73,8	108,0	102,4	106,6	1077,2

Source : Gouvernement du Canada, 2019b.

Si l'on examine les données de la station climatologique normale de Bertrand, le mois le plus chaud est le mois de juillet, avec une température moyenne de 18,5°C, et le plus froid, en janvier, avec une température moyenne de -10,1°C. Les précipitations annuelles moyennes sont d'environ 1 133,5 mm, dont environ 793,9 mm sous forme de pluie (Gouvernement du Canada, 2019a).

Si l'on examine les données des stations climatologiques normales de Haut-Shippagan, le mois le plus chaud est le mois de juillet, avec une température moyenne de 18,7°C, et le plus froid, janvier, avec une température moyenne de -9,8°C. Les précipitations annuelles moyennes sont d'environ 1 077,2 mm, dont environ 744,1 mm sous forme de pluie (Gouvernement du Canada, 2019b).

4.1.2 VISIBILITÉ ET BROUILLARD

En général, l'automne est la saison la plus brumeuse au Nouveau-Brunswick; elle se produit quatre ou cinq jours par mois (ECCC, 1990). Cela est vrai pour la Péninsule acadienne, où la zone du projet est située. Des hauteurs de plafond de 300 à 500 pieds ou moins sont courantes dans cette zone presque toute l'année, car la couverture nuageuse se forme sur la baie de Chaleur et est exposée à l'intérieur par les vents du nord ou du nord-est (Robichaud et Mullock, 2001). La pluie verglaçante et les averses de neige sont fréquentes dans la péninsule acadienne à l'automne et les conditions de blizzard sont plus fréquentes en hiver. On pense que les heures de pointe de brouillard vont du début à la mi-matinée, ainsi qu'au milieu en fin d'après-midi et le soir (Robichaud et Mullock, 2001). Les orages se produisent entre 10 et 20 jours par an dans la province (ECCC, 1990). En raison de la brise côtière, la côte est du Nouveau-Brunswick est généralement relativement plus froide que la partie intérieure de la province. Des vents violents approchant la force des ouragans sont enregistrés quelques heures chaque année le long de la côte (ECCC, 1990).

4.1.3 RESSOURCE EN VENT

La station météorologique la plus proche avec des données de vent est Bathurst A, à environ 45 km au sud-ouest de la zone du projet. Les données les plus fréquentes sur la direction et la vitesse horaire maximale sont disponibles entre 1981 et 2010 (Gouvernement du Canada, 2019c). La vitesse maximale du vent à l'heure est comprise entre 41 et 65 km/h avec la direction du vent dominant de l'ouest et du sud-ouest. La rafale maximale enregistrée était de 87 km/h.

CVLP a installé une tour MET sur le site du projet à 343724, 5296890, zone UTM 20, NAD83 en octobre 2015. Une évaluation de la ressource éolienne a été réalisée. La vitesse moyenne du vent enregistrée était de 7,67 m/s pour une hauteur de moyeu de 116 m. La direction des vents dominants est de l'ouest. L'énergie totale nette atteint un sommet en janvier sur le site. L'évaluation des données de vent a montré que la ressource éolienne peut être classée comme site CEI 61400-12-1 de classe IIA.

4.1.4 QUALITÉ DE L'AIR AMBIANT

La réglementation sur la qualité de l'air dans la *Loi sur l'air pur au Nouveau-Brunswick* détaille les concentrations maximales admissibles au niveau du sol de plusieurs paramètres de la qualité de l'air au Nouveau-Brunswick. Le Règlement sur la qualité de l'air stipule qu'une « source » fixe qui rejette des contaminants de l'air dans l'environnement doit obtenir l'autorisation de rejeter ces contaminants de l'air.

Environnement et les pouvoirs locaux surveillent la qualité de l'air ambiant dans des stations de surveillance établies dans toute la province. Le projet se situe dans la «zone d'air nordique» du Nouveau-Brunswick. La station de surveillance de la qualité de l'air la plus proche de la zone du projet est située à Bathurst, à environ 45 km au sud-ouest du projet. Le rapport annuel le plus récent pour Bathurst date de 2015 et fournit les données actuelles résumées ci-dessous.

OZONE

En 2015, la concentration d'ozone au sol mesurée sur une période moyenne de 8 heures était de 50 parties par milliard (ppb) à Bathurst, ce qui est inférieur aux normes canadiennes de qualité de l'air ambiant (NCQAA) de 63 ppb.

PARTICULES FINES - TOUS LES JOURS

En 2015, les niveaux quotidiens de particules fines enregistrés à Bathurst étaient de 17 microgrammes par mètre cube ($\mu\text{g}/\text{m}^3$), ce qui est inférieur à la norme de la NCQSA de 28 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

PARTICULES FINES - ANNUEL

En 2015, la mesure annuelle des particules fines calculée en moyenne à 7,2 µg/m³ à Bathurst. Ceci est inférieur à la norme CAAQS de 10 µg/m³ en moyenne sur un an.

Des dépassements de la qualité de l'air ont été identifiés à Belledune, au Nouveau-Brunswick, situé à environ 54 km à l'ouest. On pense que ces dépassements ont été causés par des activités industrielles lourdes dans la région.

DIOXYDE D'AZOTE

Aucun dépassement de dioxyde d'azote n'a été enregistré à Bathurst en 2015.

LES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

Les gaz à effet de serre (GES) comprennent le dioxyde de carbone, le méthane et l'oxyde nitreux, les hydrocarbures perfluorés, les hydrofluorocarbures, l'hexafluorure de soufre et le trifluorure d'azote. Ils peuvent être émis par diverses sources naturelles et anthropiques. Les GES émis par des sources naturelles présentent généralement peu de variation d'une année sur l'autre et sont considérés comme nominaux par rapport à ceux résultant de la combustion de combustibles fossiles. Les émissions totales de GES sont normalement exprimées en équivalents CO₂(CO₂e), qui prend en compte le potentiel de réchauffement planétaire des GES.

Les émissions varient d'une province à l'autre en raison de facteurs tels que la population, les sources d'énergie et la base économique. En 2015, le Nouveau-Brunswick a publié ses « Lignes directrices pour la gestion des gaz à effet de serre des émetteurs industriels au Nouveau-Brunswick ». L'objectif du Nouveau-Brunswick est de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 10% par rapport aux niveaux de 1990 d'ici 2020 et de 75 % à 85 % par rapport aux niveaux de 2001 d'ici 2050. En 1990, les émissions de GES du Nouveau-Brunswick s'élevaient à 16,3 mégatonnes de CO₂e. En 2015, les émissions de GES du Nouveau-Brunswick étaient de 14,1 mégatonnes de CO₂e (ECCC, 2018b). La majorité (88 %) des émissions de GES du Nouveau-Brunswick proviennent du secteur de l'énergie, dont les sources de combustion fixes (58 %) étaient la principale; les transports (29 %) et les sources fugitives (1 %) ont également contribué aux émissions du secteur de l'énergie. Les autres sources d'émissions proviennent des procédés industriels et de l'utilisation des produits (4 %), de l'agriculture (4 %) et des déchets (5 %) (ECCC, 2018b).

4.1.5 NIVEAUX DE BRUIT AMBIANTS

Une évaluation de l'impact du bruit est en cours de réalisation pour le projet et sera soumise à une date ultérieure.

4.2 GÉOLOGIE, TERRAIN ET SOLS

L'écodistrict de Caraquet est décrit comme une bande de terre en forme de croissant qui longe le littoral de la péninsule acadienne, commençant à l'embouchure de la rivière Nepisiguit, contourne l'île Miscou et se terminant à l'embouchure de la rivière Miramichi. La géologie de la région est constituée de roches sédimentaires carbonifères tardives. Le substrat rocheux dans cet écodistrict est principalement constitué de pierre de sable rouge et gris non calcaire de Pennsylvanien, intercalée de mudstone et d'un conglomérat. Une mince bande de conglomérat de Pennsylvanien rouge légèrement calcaire et de grès apparaît près de la rivière Nepisiguit (MRNNB, 2007).

Le terrain dans la zone du projet est cartographié de manière principalement horizontale ou légèrement inclinée (pentes de moins de 2 % à 5 %) (CanSIS, 2012). Les sols de la zone du projet se situent principalement dans les associations de sols de Baie du Vin, de Gagetown et de Upper Caraquet (SISCan, 2012). Les sols de la Baie du Vin sont principalement des brunisol sombriques orthiques et des gleysols de brunisol sombrique gleyifié développés sur des sédiments glaciofluviaux, marins ou lacustres recouvrant le substrat rocheux de grès. Les sols de Gagetown sont des podzols humo-ferriques orthiques développés sur des sédiments glaciofluviaux ou marins. Les sols de la partie supérieure de Caraquet sont principalement constitués de brunisol sombrique orthique et de gleysols orthiques développés sur des sédiments glaciofluviaux, marins ou lacustres au-dessus de sédiments argileux marins.

4.3 EAUX SOUTERRAINES RESSOURCES

Aucun champ de puits protégé ne se trouve dans la zone du projet. Le champ de captage protégé le plus proche se trouve dans la ville de Caraquet à environ 7 km au sud-est de la zone du projet et est protégé en vertu du Décret de désignation de la zone de protection de Wellfield. Cependant, il se situe en dehors de l'empreinte du projet et ne sera pas affecté par la construction du projet. Une interrogation du système de registre de puits en ligne a permis d'identifier deux puits d'eau potable et quatre puits d'eau non potable à moins de 1 km du projet (Environment and Local Government, 2019). Un puits d'eau potable est situé à environ 150 m au sud de WEC T4 ALT et l'autre à 750 m au sud-ouest de WEC T1. Des études géotechniques et une étude de puits privés seront achevées avant la construction, si nécessaire. Un plan de surveillance et d'urgence sera élaboré si le projet affecte des puits d'eau potable.

4.4 HYDROLOGIE DE SURFACE

Le projet se situe dans le bassin versant composite de niveau 1 de la Péninsule acadienne, qui comprend un bassin hydrographique de 3 118 845 ha, et dans le bassin hydrographique composite de niveau 2 de Baie De Caraquet. Le bassin hydrographique de niveau 2 de Baie De Caraquet Composite s'étend sur environ 95 103 ha (MRN NB, 2007) et peut être divisé davantage en zones de drainage de cours d'eau respectives se trouvant dans ce bassin. La division de l'aire de drainage de chaque cours d'eau est la suivante :

- Bass River - 19 820 ha
- Ruisseau du Teague - 23 731 ha
- Rivière Caraquet - 37 308 ha
- St. Simone Riviere Composite - 13 826 ha
- Composite « Ouest de Bass River » - 418 ha

Aucun des cours d'eau nommés décrits ci-dessus ne croise la zone du projet proposé. Un examen de la cartographie disponible des bassins versants et des cours d'eau ne montre que 2 petits affluents directs non nommés sur la côte près de la zone du projet. Ces affluents prennent naissance dans la partie nord de la zone proposée pour la construction et s'allongent vers le nord, pour ensuite se jeter dans la baie des Chaleurs. La cartographie montre également une zone de marécage qui pourrait avoir un potentiel de pêche, mais ne se trouve pas sur des terres appartenant à la CVLP. Un affluent se trouve sur des terres appartenant à la CVLP et cet affluent semble prendre naissance à environ 400 m au nord de WEC T2.

4.5 POISSONS ET HABITAT DE POISSONS

Le projet se situe dans la zone de pêche récréative Chaleur (GNB, 2019). Les données de capture de saumon pour la zone de pêche au saumon (ZPC) 15 sont divisées en trois sections plus petites, comme suit:

- **ZPC 15A** - Cette zone calcule uniquement les données du bassin versant de la rivière Restigouche.
- **ZPC 15B** - Cette zone calcule uniquement les données du bassin versant de la rivière Nepisiguit.
- **ZPC 15C** - Cette zone inclut le petit point de terre sur lequel se trouve le projet. Toutefois, aucune donnée n'est disponible pour les captures de saumon dans cette sous-section .

Un examen des données de capture disponibles de Pêches et Océans Canada pour la ZPC 15 en 2011 est disponible dans le tableau 4.5-1.

Tableau 4.5-1 Données de capture pour la zone de pêche au saumon 15

ZONE DE PECHE AU SAUMON	# PETIT SAUMON 2011	# GRAND SAUMON 2011
ZPC-15A	1 570	3 711
ZPC-15B	Pas de données	1 600 à 2 060
ZPC-15C	Pas de données	Pas de données

Il semble que les populations de saumon se trouvent généralement dans la ZPC 15, mais ces populations sont concentrées dans la ZPC 15A et la ZPC 15B. La ZPC-15C manque de grands cours d'eau permanents présentant un potentiel en saumon, à l'exception de la rivière Caraquet, située au sud de la zone du projet. On pense que les chenaux tributaires trouvés à proximité ou dans la zone du projet sont de taille et de condition inadéquates pour une utilisation appropriée du saumon atlantique. Le tableau 4.5-2 présente d'autres espèces identifiées dans la zone susceptibles d'utiliser les petits affluents trouvés à proximité de la zone du projet.

Table 4.5-2 Espèce identifiée pouvant être présente dans les tributaires à proximité de la zone du projet

NOM SCIENTIFIQUE	NOM COMMUN	COSEPEC	SARA	RANG DE RARETÉ DES PROVINCES ^(a)	RANG DE SITUATION GÉNÉRALE DE LA PROVINCE ^(b)
<i>Anguilla rostrata</i>	Anguille d'Amérique	Menacé	Menacé	S4	Sécurisé
<i>Catostomus commersonii</i>	Meunier blanc	-	-	S5	Sécurisé
<i>Rhinichthys atratulus</i>	Méné noir	-	-	S5	Sécurisé
<i>Luxilus cornutus</i>	Méné commun	-	-	S5	Sécurisé
<i>Notemigonus crysoleucas</i>	Méné d'or	-	-	S5	Sécurisé
<i>Couesius plumbeus</i>	Lac Chub	-	-	S5	Sécurisé
<i>Fundulus heteroclitus</i>	Mummichog	-	-	S5	Sécurisé
<i>Microgadus tomoadoule</i>	Tomcod de l'Atlantique	-	-	S5	Sécurisé
<i>Gasterosteus aculeatus</i>	Épinoche à trois épines	-	-	S5	Sécurisé
<i>Osmerus mordax</i>	Éperlan arc-en-ciel	-	-	S5	Sécurisé
<i>Morone saxatilis</i>	Basse rayée	Préoccupante	-	S2	Peut être à risque
<i>Salvelinus fontinalis</i>	Ombre de fontaine	-	-	S4	Sécurisé
<i>Salmo salar</i> pop. 12	Saumon atlantique	Préoccupante	Préoccupante	S2S3	Peut être à risque?

(a) Niveau de rareté provincial, ou

: S2 - Rare dans la province .

S2S3 - Un rang de plage numérique est utilisé pour indiquer toute plage d'incertitude concernant le statut de l'espèce ou de la communauté. S2 - Rare en

province. S3 - Peu commun en province

S4 - Répandue, commune et apparemment en sécurité dans la province

S5 - Répandue, abondante et manifestement en sécurité dans la province

(b) Classement provincial de la situation générale, où

? - Inexact ou Incertain - Dénote le rang numérique inexact ou incertain

Les espèces avec une forte probabilité de population dans les affluents non nommés sur le site sont probablement limitées à celles ayant une tolérance pour une large gamme de qualité et de température de l'eau. Comme ces cours d'eau sont de petite taille, sans lacs d'amont définis ni terres humides inondées, il est vraisemblable de supposer que ces cours d'eau sont intermittents et peuvent présenter des sections sèches parfois tout au long de l'année. Selon la température de l'eau et l'état ou la fonction de la terre humide trouvée près d'un des affluents non nommés, des populations d'ombre de fontaine peuvent être apparentes. L'anguille d'Amérique est probablement un habitant des affluents trouvés sur le site, car cette espèce est un généraliste de l'habitat et peut être trouvée dans presque n'importe quel plan d'eau au cours de son stade d'eau douce. Des espèces telles que le naseux, le méné, le méné, le mummichog et l'épinoche à trois épines se retrouvent souvent dans de petits cours d'eau de premier ordre semblables à ceux de la zone du projet. En tant que telles, ces espèces sont des habitants potentiels des cours d'eau sur le site.

4.6 ZONES HUMIDES

Les écosystèmes de zones humides fournissent un habitat important pour une variété de centres de stockage et de stockage et des services écologiques importants pour l'environnement et les populations. Plusieurs zones humides (environ 30) ont été délimitées par des biologistes et des spécialistes sous-traitants de WSP. Ces zones humides étaient un mélange de tourbières à épinettes et de marécages arborés. Une zone humide est située près du WEC T6. Les lignes de transmission pourraient potentiellement traverser des zones humides; Cependant, les emplacements définitifs de la ligne restent à déterminer. Un rapport sur la végétation et l'habitat est en cours d'élaboration pour le projet et sera soumis à une date ultérieure.

4.7 VÉGÉTATION TERRESTRE

La zone du projet se trouve dans l'écozone maritime de l'Atlantique. Cette écozone englobe la Gaspésie québécoise, ainsi que l'ensemble de la Nouvelle-Écosse, de l'Île-du-Prince-Édouard et du Nouveau-Brunswick. L'écozone est fortement influencée par l'océan Atlantique, qui offre des étés plus froids et des hivers plus chauds que de nombreuses zones situées à l'intérieur des terres. L'agriculture et la foresterie sont populaires dans cette écozone, contribuant à l'absence de forêt ancienne.

L'écorégion de l'écozone maritime de l'Atlantique s'appelle les basses terres de l'Est. Cette écorégion est un large coin de terrain plat à légèrement vallonné. La région s'étend de Bathurst au nord à Sackville au sud. La zone côtière est bordée de dunes de sable, de marais salants et de lagunes qui constituent un habitat propice à la diversité de la flore et de la faune. Plus à l'intérieur des terres, les tourbières sont considérées comme étendues et abritent des espèces végétales communes et rares. Les forêts de cette zone sont dominées par les conifères et ressemblent à une forêt de type boréal, ce qui contraste nettement avec les basses terres de vallée dominées par les feuillus et adjacentes à cette écorégion. En raison du faible relief local de la région, on trouve de vastes tourbières et zones humides, avec des peuplements discontinus d'épinettes noires et de mélèzes. Les arbustes éricacés sont courants dans cette région de basse altitude, et cette écorégion contient plus de terres humides que toute autre écorégion du Nouveau-Brunswick.

Les communautés végétales locales présentes dans la zone du projet comprennent des habitats de type tourbière, ainsi que certaines zones d'arbustes, de résineux et, dans une moindre mesure, de peuplements de feuillus. Le cèdre blanc (*Thuja occidentalis*), l'épinette noire (*Picea mariana*), le sapin baumier (*Abies balsamea*) et le tamarack (*Larix laricina*) dans la strate de l'arbre, mais l'érable rouge (*Acer rubrum*) et le peuplier faux-tremble (*Populus tremuloides*) peuvent apparaître. Les espèces d'arbustes comprennent l'aulne moucheté (*Alnus incana*), le laurier de mouton (*Kalmia angustifolia*), le cerisier à collier (*Prunus virginiana*), le houx des montagnes (*Nemopanthus mucronatus*), myrtille (*Vaccinium* spp.), raisin sec (*Viburnum nudum*) et rhodora (*Rhododendron canadense*). La végétation herbacée identifiée comprend la linaigrette (*Eriophorum* spp.), Le carex à trois graines (*Carex trisperma*), la fougère cannelle (*Osmunda cinnamomea*), la fougère sensible (*Onoclea sensibilis*), lys jaune (*Clintonia borealis*), starflower (*Trientalis borealis*) et twinflower (*Linnaea borealis*). Un rapport sur la végétation et l'habitat est en cours d'élaboration pour le projet et sera soumis à une date ultérieure.

4.7.1 ESPÈCES DE PLANTES CONCERNANT LA CONSERVATION

Quatre SOCC de plantes vasculaires ont été récemment et récemment observées à moins de 5 km du projet (tableau 4.7-1). Aucun cas de SOCC de plante non vasculaire n'a été documenté à moins de 5 km.

Table 4.7-1 Espèces végétales préoccupantes d'espèces identifiées à moins de 5 km de Chaleur Ventus

NOM COMMUN	NOM SCIENTIFIQUE	RANG DE RARETÉ DES PROVINCES ^(a)	CLASSEMENT DE LA SITUATION GÉNÉRALE PROVINCIALE	NOMBRE D'ENREGISTREMENTS	PRÉFÉRENCE POUR L'HABITAT ; OBSERVATION DE L'EMPLACEMENT
Twisted Whitlow-herbe	<i>Draba incana</i>	S1	Peut être à risque	2	Bord de mer rocheux, forêts de genévriers sèches et en pente, près bordant les rivières. Trouvé 2,8 km au nord-ouest de la zone du projet
Northern Comandra	<i>Geocaulon lividum</i>	S3S4	Sécurisé	1	Forêt de type boréal humide. Trouvé 3,7 km à l'est de la zone du projet
Alcali nain	<i>Puccinella ambigua</i>	S1	Indéterminé	1	Zones humides. Trouvé 3,3 km au nord-ouest de la zone du projet
Cloudberry	<i>Rubus chamaemorus</i>	S3S4	Sécurisé	2	Marécages, tourbières, landes tourbeuses, zones humides. Trouvé 3,3 km à l'est de la zone du projet.

(a) Classement de la rareté par province, où: S1 - Extrêmement rare dans la province S3S4 - Un rang de plage numérique est utilisé pour indiquer toute plage d'incertitude concernant le statut de l'espèce ou de la communauté. S3 Peu commun en province. S4 Répandu, commun et apparemment en sécurité dans la province

4.8 FAUNE TERRESTRE

La province du Nouveau-Brunswick abrite 57 espèces de mammifères, plus de 350 espèces d'oiseaux résidents et migrants, ainsi qu'environ 25 espèces de reptiles et d'amphibiens. Plusieurs de ces espèces pourraient être présentes dans la zone du projet ou à proximité de manière intermittente tout au long de l'année.

À ce jour, les espèces de mammifères terrestres identifiées sur le site par observation visuelle ou par toute autre preuve de la part du personnel sur le terrain sont notamment l'élan (*Alces americanus*), le coyote de l'Est (*Canis latrans*), l'écureuil roux (*Tamiasciurus hudsonicus*), le lièvre d'Amérique (*Lepus americanus*) et l'ours noir (*Ursus americanus*).

Plusieurs espèces amphibiens peuvent potentiellement habiter les zones humides sur le site du projet. Parmi les espèces potentiellement présentes figurent la salamandre cendrée (*Plethodon cinereus*), la rainette printanière (*Pseudacris crucifer*), la grenouille léopard (*Lithobates pipiens*), le crapaud d'Amérique (*Anaxyrus americanus*), et la grenouille des marais (*Lithobates palustris*). Un rapport d'étude de la faune est en cours d'élaboration pour le projet et sera soumis à une date ultérieure.

4.8.1 LES OISEAUX

Le calendrier et les schémas de migration varieront généralement d'une année à l'autre et seront spécifiques à chaque espèce, mais en général, la migration des oiseaux devrait atteindre son maximum en mai et en septembre. De nombreux individus de certaines espèces resteront également dans la zone du projet pour se reproduire durant l'été, notamment de nombreuses espèces d'oiseaux chanteurs. Bien qu'il n'y ait pas de sites IBA ou RAMSAR (zones humides d'importance internationale) dans la zone du projet, il existe une zone IBA située à Pokeshaw Rock, qui se trouve à environ 10 km de la zone du projet. Une étude sur les oiseaux est en cours de réalisation pour le projet et le rapport complet sera soumis à une date ultérieure.

4.8.2 LES CHAUVES-SOURIS

Une enquête sur les chauves-souris est en cours de réalisation pour le projet et le rapport complet sera soumis à une date ultérieure.

4.8.3 LES ESPÈCES SAUVAGES PRÉOCCUPANTES SUR LE PLAN DE LA CONSERVATION (SOCC)

La majorité du projet traverse des routes existantes et des forêts actuellement perturbées par les activités de récolte et situées dans le but d'éviter des zones écologiquement sensibles. Au total, 28 espèces de CPAP fauniques ont déjà été détectées à moins de 5 km du projet (tableau 4.8-1). Parmi ceux-ci, aucun n'est un mammifère, 25 sont des oiseaux et 3 sont des invertébrés.

Bien que de nombreux SOCC classées par l'ACCDC soient considérées comme rares au Nouveau-Brunswick, celles qui sont protégées ou désignées par les lois fédérales et provinciales sont particulièrement préoccupantes. Sept sont répertoriées sous le *SARA* fédéral, cinq sous le *NB SARA* et sept sont désignées par le COSEWIC.

Tableau 4.8-1 Espèces sauvages préoccupantes pour la conservation identifiées à moins de 5 km de Chaleur Ventus

NOM SCIENTIFIQUE	NOM COMMUN	COSEPAC	<i>SARA</i>	<i>NB SARA</i>	RANG DE RARETÉ DES PROVINCES ^(a)	CLASSEMENT DE LA SITUATION GÉNÉRALE PROVINCIALE
Les oiseaux						
<i>Actitis macularius</i>	Bécasseau tacheté				S3S4B, S5M	Sécurisé
<i>Aegolius funereus</i>	Hibou boréal	Pas en péril	-	-	S1S2B, SUM	Peut être à risque
<i>Anas acuta</i>	Canard pilet nordique	-	-	-	S3B, S5M	Sensible
<i>Buteo lineatus</i>	Faucon à épaulettes	Pas en péril	Préoccupante	-	S2B, S2M	Peut être à risque
<i>Cephus Grylle</i>	Pigeon de mer	-	-	-	S3	Sécurisé
<i>Charadrius vociferus</i>	Killdeer	-	-	-	S3B, S3M	Sensible
<i>Chordeiles minor</i>	Engoulevent d'Amérique	Menacé	Menacé	Menacé	S3B, S4M	À risque
<i>Coccythraustes vespertinus</i>	Gros-bec errant	Préoccupante	-	-	S3B, S3S4N, SUM	Sensible
<i>Contopus virens</i>	Pioui de l'Est	Préoccupante	Préoccupante	Préoccupante	S4B, S4M	Sécurisé
<i>Dendroica tigrina</i>	Fauvette tigrée	-	-	-	S3B, S4S5M	Sécurisé
<i>Dolichonyx oryzivorus</i>	Goglu des prés	Menacé	Menacé	Menacé	S3B, S3M	Sensible
<i>Eremophila alpestris</i>	Alouette cornue	-	-	-	S1B, S4N, S5M	Peut être à risque
<i>Hirundo rustica</i>	Hirondelle rustique	Menacé	Menacé	Menacé	S2B, S2M	Sensible
<i>Melanitta nigra</i>	Macreuse à bec jaune	-	-	-	S3M, S1S2N	Sensible
<i>Mergus serrator</i>	Bec-scie à poitrine rousse	-	-	-	S3B, S5M, S4S5N	Sécurisé
<i>Mimus polyglottos</i>	Moqueur polyglotte	-	-	-	S2B, S2M	Sensible
<i>Morus bassanus</i>	Fou de Bassan	-	-	-	SHB, S5M	Sécurisé
<i>Nycticorax nycticorax</i>	Héron bihoreau	-	-	-	S1S2B, S1S2M	Sensible
<i>Petrochelidon pyrrhonota</i>	Hirondelle à front blanc	-	-	-	S2S3B, S2S3M	Sensible
<i>Rallus limicola</i>	Râle de Virginie	-	-	-	S3B, S3M	Sensible
<i>Riparia riparia</i>	Hirondelle de rivage	Menacé	Menacé	-	S2S3B, S2S3M	Sensible
<i>Rissa tridactyla</i>	Mouette tridactyle			-	S1S2B, S4N, S5M	Sécurisé
<i>Tringa semipalmata</i>	Chevalier semipalmé	-	-	-	S3B, S3M	Sensible

NOM SCIENTIFIQUE	NOM COMMUN	COSEPAC	SARA	NBA SAR	RANG DE RARETÉ DES PROVINCES ^(a)	CLASSEMENT DE LA SITUATION GÉNÉRALE PROVINCIALE
<i>Tringa solitaria</i>	Chevalier solitaire	-	-	-	S2B, S5M	Sécurisé
<i>Wilsonia canadensis</i>	Paruline du Canada	Menacé	Menacé	Menacé	S3B, S3M	À risque
Invertébrés						
<i>Lycaena dospassosi</i>	Cuivré des marais salés	-	-	-	S3	Sécurisé
<i>Plebejus idas</i>	Azuré de genêt	-	-	-	S3	Sécurisé
<i>Speyeria aphrodite</i>	Argynne aphrodite	-	-	-	S3	Sécurisé

(a) Rang de rareté provinciale, où

: S1 - Extrêmement rare dans

la province S2 - Rare dans la

province

S3 - Peu commun en province

S4 - Répandu, commun et apparemment en sécurité dans la province

S5 - Répandu, abondant et manifestement en sécurité dans la province

S1S2 - Un rang numérique est utilisé pour indiquer tout degré d'incertitude au sujet de la situation de l'espèce ou de la communauté. SU - Statut inconnu

SH - Historiquement présent mais non détecté dans la province

B - Reproduction - L'état de conservation concerne la population reproductrice de l'espèce dans la province

M - Migrant - Espèce migratrice en migration régulière dans des zones de rassemblement ou des zones de concentration particulières où elle pourrait nécessiter une intervention de conservation. L'état de conservation fait référence à la population transitoire agrégée de l'espèce dans la province.

N - Non-reproduction - L'état de conservation concerne la population non reproductrice de l'espèce dans la province

4.9 ZONES ÉCOLOGIQUEMENT SENSIBLES ET PROTÉGÉES

Le CDCCA a identifié 2 zones de marais d'eau salée/hautes terres gérées par Ducks Unlimited à moins de 5 km de la zone du projet et situées au même endroit. Ces zones portent les noms de Village Acadien et de Rivière du Nord DU et se trouvent à environ 2,6 km au sud du projet et couvrent environ 13 ha.

La zone d'importance environnementale de Village Acadien/Rivière du Nord (SEC 080) se trouve à environ 1,5 km au sud de la zone du projet, dans la communauté de Rivière du Nord (342383 E, 5295238 N). Cette zone comprend 10 ha (ACCDC, 2018).

Nature Trust du Nouveau-Brunswick a identifié une zone de marais salés importante à Grand-Anse appelée zone d'importance environnementale du marais salant de Grande Anse (ESA077). La région est composée de falaises côtières mélangées avec des tourbières. Cette zone de gestion se trouve à environ 5 km à l'ouest de la zone du projet (CDCCA, 2018).

Une IBA a été identifiée à Pokeshaw Rock, qui se trouve à environ 10 km à l'ouest de la zone du projet. Cette ZICO consiste en un gros rocher dépourvu de végétation, trouvé près de la côte, et abrite plus de mille couples de Cormorans à crête nicheurs, ce qui représente environ 1,5 % de la population de cette espèce sur la côte atlantique (IBA Canada, 2018).

4.10 ENVIRONNEMENT SOCIAL ET CULTUREL

4.10.1 UTILISATIONS DES TERRES EXISTANTES

L'utilisation des terres dans la région est principalement résidentielle, avec des maisons et des chalets dispersés principalement autour du littoral. Une poignée d'entreprises locales se trouvent également dans la région. Deux grandes tourbières se trouvent à moins de 5 km de la zone du projet, mais l'une des deux est en cours de déclassement. Les utilisations du sol sur le site consistent en une petite gravière et quelques éclaircies commerciales éparses.

Une piste de véhicule tout-terrain non officielle se trouve dans la zone du projet sur les terres actuellement utilisées par un membre de la communauté. Cette piste est créée à partir de matériaux de remblayage et consiste en plusieurs virages, sauts et virages relevés. Cette zone du site comprend également deux structures : l'une est une résidence semi-permanente et l'autre un conteneur de stockage de ferraille. Une quantité importante de débris de construction est accumulée près du bâtiment de stockage et plusieurs véhicules abandonnés se trouvent près de la résidence semi-permanente.

4.10.2 LOISIR ET TOURISME

Plusieurs essais de véhicules tout-terrain sans entretien se trouvent près de la zone du projet. Ces sentiers peuvent également être utilisés pour la marche et la randonnée, le vélo, la raquette, le ski de fond ou la promenade avec un chien.

La Péninsule acadienne est une destination touristique avec plusieurs festivals et événements qui se déroulent dans des villes telles que Caraquet et Tracadie. Le patrimoine acadien est très important pour les résidents de la région d'Anse-Bleue et un musée du patrimoine acadien se trouve à environ 3,3 km de la zone du projet. Plusieurs restaurants et autres attractions de bord de mer se trouvent le long de la route 11 près de Anse-Bleue.

4.10.3 ÉCONOMIE

Selon le recensement de 2016, 78 444 personnes résidaient dans le comté de Gloucester au Nouveau-Brunswick, avec une densité de population de 16,77 personnes par kilomètre carré (Statistique Canada, 2017). Une partie importante de la population du comté se trouve dans des centres de population tels que Tracadie (16 114), Bathurst (15 557), Caraquet (4 248) et Shippagan (2 130), pour un total d'environ 38 049 personnes. La population d'Anse-Bleue était estimée à 347 en 2016. Les données de Statistique Canada de 2015 indiquent le revenu médian des ménages d'Anse-Bleue à environ 47 744 dollars, soit environ 19,6 % de moins que la moyenne de la province du Nouveau-Brunswick (59 347 dollars). Un examen des statistiques de 2012 du gouvernement du Nouveau-Brunswick sur le chômage indique que le taux de chômage de la région économique du Nord-Est était de 16,8 %, ce qui était 6,6 % plus élevé que la moyenne de la province cette année-là.

4.10.4 PATRIMOINE ET RESSOURCES ARCHEOLOGIQUES

WSP a retenu les services de Stratis Consulting Inc. pour réaliser une évaluation d'impact sur les ressources patrimoniales (EIDH) du projet. Le rapport complet sera soumis à une date ultérieure.

4.10.5 PAYSAGE VISUEL

Une évaluation d'impact visuel est en cours de réalisation pour le projet. Le rapport complet sera soumis à une date ultérieure.

5 IDENTIFICATION DES EFFETS SUR L'ENVIRONNEMENT ET ATTÉNUATION

5.1 APPROCHE DE L'ÉVALUATION

Le projet proposé est considéré comme un « engagement » en vertu de l'annexe A du *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement 87-83*, et est donc soumis au processus provincial d'évaluation de l'impact sur l'environnement. Le processus d'EIE pour ce projet a suivi les grandes lignes du « Guide de l'évaluation de l'impact sur l'environnement au Nouveau-Brunswick » (Environnement et Gouvernements locaux, 2018) et le document Exigences supplémentaires en matière d'information pour les éoliennes.

L'EIE a pour but de recueillir des informations sur le projet et d'évaluer les interactions potentielles entre l'environnement et les activités du projet. L'approche prend en compte la manière dont chaque activité du projet peut interagir avec l'environnement existant et entraîner un effet environnemental sur une ou plusieurs des composantes biophysiques et socio-économiques de l'environnement. L'évaluation prend en compte la description du projet (section 3) et l'environnement existant (section 4).

L'approche implique la prise en compte de la manière dont le projet peut interagir avec les composantes valorisées de l'environnement (CVE) et produire un effet. Lorsque des effets indésirables potentiels sont identifiés, des mesures d'atténuation sont appliquées pour éviter ou minimiser (limiter) les effets. L'évaluation comprend l'analyse des effets cumulatifs pouvant résulter du projet en combinaison avec d'autres développements.

Les étapes de l'évaluation sont les suivantes :

- Identifier les CVE
- Définir les limites spatiales et temporelles pour l'évaluation
- Fournir la description des conditions existantes pour chaque CVE
- Identifier toutes les interactions et tous les effets possibles du projet sur les CVE
- Décrire les plans visant à atténuer les effets potentiels du projet
- Évaluer et déterminer la signification des impacts environnementaux résiduels (c'est-à-dire les effets qui restent après atténuation)
- Discuter de la surveillance de suivi pouvant être requise

5.2 COMPOSANTES ENVIRONNEMENTALES VALORISÉES

Les CVE représentent des propriétés physiques, biologiques, culturelles, sociales et économiques de l'environnement considérées comme importantes par le promoteur du projet, le public, les groupes communautaires et les intervenants, la communauté scientifique, les communautés des Premières Nations et métisses et les organismes gouvernementaux. La valeur d'un composant ne dépend pas seulement de son rôle dans l'écosystème, mais également de la valeur que lui attribuent les humains. Parmi les propriétés physiques pouvant être considérées, les CVE incluent la qualité de l'air, les eaux souterraines et les eaux de surface. Les habitats aquatiques et terrestres représentent des propriétés biologiques pouvant être considérées comme des CVE. L'accès à des possibilités de loisirs et à d'autres propriétés biophysiques (par exemple, des services ou des ressources écologiques) peuvent être les CVE de l'environnement socioéconomique. Les CVE ont été sélectionnées pour l'évaluation en raison de leur valeur et de leur sensibilité potentielle aux effets du projet.

Les CVE sélectionnées pour cette évaluation sont:

- Terrain et sols
- Hydrologie de surface
- Poissons et habitat du poisson
- Les zones humides
- La végétation terrestre
- La faune terrestre, y compris les oiseaux et les chauves-souris
- Espèces de préoccupations pour la conservation
- Patrimoine et ressources archéologiques
- L'utilisation des terres
- Le bruit
- Scintillement de l'ombre
- Esthétique visuelle
- Interférence électromagnétique
- Economie locale
- L'aviation

La qualité de l'air n'a pas été sélectionnée comme CVE car la qualité de l'air dans la zone du projet devrait être meilleure que celle enregistrée à Bertrand et à Hault-Shippagan en raison de son emplacement (section 4.1). La construction et l'exploitation du projet devraient générer une petite quantité de poussière et d'émissions des véhicules. Toutefois, grâce à des mesures d'atténuation (par exemple, suppression de la poussière et interdiction aux véhicules de garder les moteurs au ralenti), le projet ne devrait pas entraîner de dépassement des émissions par rapport aux valeurs recommandées. Les projets éoliens sont construits pour compenser les émissions de GES provenant d'autres types de production d'énergie. Par conséquent, la qualité de l'air ne sera pas prise en compte lors de l'évaluation.

Les zones sensibles et protégées sur le plan environnemental n'ont pas été sélectionnées en tant que CVE car ces zones ne sont pas présentes dans l'empreinte du projet et la zone sensible la plus proche se trouve à 1,5 km du WEC le plus au sud (section 4.9). La construction et l'exploitation du projet ne devraient pas avoir d'effets directs sur les zones protégées et écologiquement sensibles en raison de la distance qui les sépare de leurs caractéristiques. Par conséquent, les zones sensibles et protégées sur le plan environnemental ne seront pas prises en compte lors de l'évaluation.

5.3 LIMITES SPATIALES ET TEMPORELLES

Les limites de l'évaluation définissent la portée ou les limites géographiques et temporelles de l'analyse permettant de déterminer l'importance des effets du projet et d'autres développements. Les limites englobent les zones (limites spatiales) et les périodes (limites temporelles) dans lesquelles le projet et les autres aménagements devraient interagir avec les CVE.

5.3.1 LIMITES SPATIALES

La sélection des limites spatiales pour l'évaluation est basée sur les propriétés physiques et biologiques des CVE. Les limites spatiales ont été définies comme étant suffisamment grandes pour englober une superficie suffisante pour mener à bien l'évaluation des effets potentiels de toutes les composantes et infrastructures du projet sur l'environnement (par exemple, les lignes électriques, les routes d'accès, les plates-formes en WEC). Les effets du projet sur l'environnement sont généralement plus forts à l'échelle locale. Par exemple, les CVE dont les déplacements sont limités, tels que la végétation, seront probablement limités aux modifications locales de l'empreinte du projet. Pour les CVE dont la répartition est plus grande (par exemple, un système hydrographique) ou qui sont mobiles (par exemple, la faune), les effets du projet ont plus de chances de se combiner avec des effets avec d'autres développements ou activités à plus grande échelle.

ZONE D'ÉVALUATION LOCALE

Aux fins de cette évaluation, une zone d'évaluation locale est définie. Pour la plupart des CVE identifiées, les effets du projet seront limités à l'empreinte du projet plus une zone tampon de 1 km. La zone tampon de 1 km est définie pour englober l'étendue spatiale maximale des effets directs depuis l'empreinte du projet et des effets indirects à petite échelle. La zone tampon de 1 km est définie car elle couvre la majorité des distances de recul minimales recommandées pour les projets éoliens au Nouveau-Brunswick (section 3.5).

ZONE D'ÉVALUATION RÉGIONALE

Les WEC doivent être espacés de plusieurs centaines de mètres pour éviter les interférences entre les sillons de turbulence des WEC adjacents, ce qui créerait de grandes empreintes au sol, même dans le cas de projets comportant un petit nombre de WEC. La perte ou la dégradation de l'habitat par les WEC et les infrastructures associées peut affecter toutes les espèces dans la zone du projet, non seulement celles qui sont affectées par des effets directs (c'est-à-dire la mortalité par collision avec des WEC ou d'autres structures), mais également des effets indirects dus à la perte d'habitat. La construction d'infrastructures associées (par exemple, des routes d'accès, des tours, des plates-formes en WEC) peut affecter un habitat approprié et / ou déplacer des espèces d'un habitat par ailleurs propice à proximité d'un projet éolien. Par conséquent, la zone d'évaluation régionale est définie comme étant l'empreinte du projet plus une zone tampon de 5 km. La zone d'évaluation régionale est définie de manière à englober une zone suffisamment grande pour qu'une analyse des effets incrémentiels et cumulatifs du projet et d'autres aménagements puisse être effectuée. Elle est également suffisamment grande pour contenir des zones de référence (c'est-à-dire des zones qui ne devraient pas être affectées par le projet). De plus, la zone tampon de 5 km englobant la distance de retrait maximale recommandée pour les projets éoliens au Nouveau-Brunswick (section 3.5).

5.3.2 LIMITES TEMPORELLES

Les limites temporelles de ce projet sont basées sur les phases du projet et comprennent la construction (2020), l'exploitation (2020 à 2050), le démantèlement et l'abandon (2050 et au-delà). Pour tous les CVE, les effets résiduels sont évalués pour toutes les phases du projet et non pour chaque phase spécifique. Par exemple, les effets sur la faune commencent pendant la phase de construction avec la suppression de l'habitat et se poursuivent jusqu'à la période suivant la phase de désaffectation et d'abandon, jusqu'à ce que les effets soient inversés (c'est-à-dire jusqu'à ce que l'habitat soit reconstitué), à moins que les effets ne soient irréversibles ou permanent.

5.4 EFFETS POTENTIELS ET ATTÉNUATION

La première étape consiste à identifier toutes les interactions potentielles entre le projet et les CVE. L'identification des interactions potentielles est ensuite suivie de l'identification des mesures d'atténuation pouvant être incorporées au projet afin d'éviter ou de réduire les effets potentiels du projet sur les CVE. Des mesures d'atténuation ont été élaborées pour le projet selon la hiérarchie suivante décrite dans le « Guide sur l'évaluation de l'impact sur l'environnement au Nouveau-Brunswick » (Environnement et Gouvernements locaux, 2018) : 1) évitement de l'impact; 2) réduction de l'impact; 3) Compensation d'impact.

Lorsqu'une interaction potentielle entre le projet et les CVE a été identifiée, des mesures d'atténuation sont proposées. Dans la mesure du possible, des mesures d'atténuation sont intégrées à la conception du projet et mises en œuvre pour éviter ou réduire les effets néfastes potentiels. Les principales options d'atténuation disponibles pour le projet étaient la sélection du site, les techniques de construction et le calendrier des activités de construction. L'emplacement du projet évite les zones humides, les zones de drainage, les terrains escarpés et les habitats uniques dans la mesure du possible, et suit les corridors de perturbation existants dans la mesure du possible.

Les interactions dans lesquelles l'atténuation peut être utilisée pour éviter un effet ne sont pas davantage prises en compte dans l'évaluation, car l'atténuation supprimera l'interaction et n'entraînera aucun changement mesurable à une CVE. Les interactions où l'atténuation réduit les effets potentiels, mais les modifications apportées à une CVE sont minimales et ne sont pas davantage prises en compte, car elles ne devraient pas entraîner d'effets importants sur une CVE. Lorsque les mesures d'atténuation ne peuvent pas supprimer une interaction et que des effets résiduels sur une CVE sont attendus, une analyse plus approfondie est nécessaire pour déterminer l'importance de ces effets du projet sur une CVE (section 6). Pour les interactions où des effets positifs sont anticipés, des opportunités ont été déterminées pour maximiser les effets positifs.

L'identification de toutes les interactions potentielles entre le projet et les CVE peut être complétée avant de recevoir les informations des études de base comme étant terminées pour le projet. Les activités du projet, les interactions potentielles et les mesures d'atténuation identifiées sont résumées dans le tableau 5.4-1. Les mesures d'atténuation standard pour les activités pendant les projets éoliens sont incluses. Une fois les enquêtes de base terminées, toute mesure d'atténuation spécifique à un site pouvant être requise suite à l'identification de caractéristiques sensibles ou autres caractéristiques importantes dans la zone du projet sera prise en compte dans les évaluations finales des effets résiduels qui seront communiquées à une date ultérieure.

Tableau 5.4-1 Interactions potentielles, atténuation proposée et effets résiduels prévus

COMPOSANTE(S) ENVIRONNEMENT ALE(S) VALORISÉE(S)	INTERACTION POTENTIELLE ET EFFET ENVIRONNEMENTAL	ATTÉNUATION PROPOSÉE	EFFET RÉSIDUEL PRÉVU
Terrain et sols	La construction sur des terrains instables peut augmenter le potentiel d'érosion.	<ul style="list-style-type: none"> Tous les permis et approbations nécessaires seront obtenus et sur place. Le projet sera situé sur des routes existantes et autant que possible sur des zones perturbées, ce qui minimise les besoins de déranger les nouvelles zones. Des levés géotechniques préalables au projet sont en cours d'achèvement pour identifier les emplacements à éviter ou à atténuer. Lorsque cela est réalisable, le matériel et le matériel de transport seront reportés par mauvais temps ou dans des conditions de sol humide afin d'atténuer l'orniérage, le mélange et le compactage. 	Aucun effet résiduel n'est anticipé car les mesures d'atténuation permettront de supprimer l'interaction et n'entraîneront aucun changement mesurable à la CVE.
	Modifications de la qualité du sol résultant de la perturbation des sols (perte, mélange, compaction, etc.) résultant du défrichage, de l'excavation et du nivellement.	<ul style="list-style-type: none"> Les matériaux supérieurs du sol et les matériaux organiques (contenant une banque de semences et des propagules) seront récupérés pour être remplacés lors de la remise en état. Les matériaux de la couche supérieure du sol et les matières organiques seront soigneusement dépouillés à une profondeur choisie afin de réduire le mélange. Les matériaux de sol dépouillés seront stockés séparément des sous-sols excavés ou classés pour limiter le mélange, la perte et les modifications de la qualité du sol. Le remplacement des matériaux du sol sera achevé lorsque les conditions du sol seront appropriées (c.-à-d. Conditions sèches) pour être également réparties sur les zones perturbées. Lors de la récupération, en cas de compactage du sol, les zones peuvent être profondément déchirées afin de soulager les sols compactés avant le remplacement du matériau du sol. 	Aucun effet résiduel n'est anticipé car les mesures d'atténuation permettront de supprimer l'interaction et n'entraîneront aucun changement mesurable à la CVE.
Hydrologie de surface	Prélèvement d'eau sur site pour le lavage sous pression et le contrôle de la poussière pendant la construction.	<ul style="list-style-type: none"> Des sondages préalables au projet seront effectués pour identifier les endroits à éviter. Tous les permis et approbations nécessaires seront obtenus et sur place. Il est prévu que la majeure partie de l'eau proviendra des camions-citernes. Toutefois, si nécessaire, un approvisionnement en eau sur site peut être utilisé. S'il est déterminé qu'un approvisionnement en eau sur le site est nécessaire pour le projet, un WAWA sera obtenu avant de prélever toute eau sur le site pendant la construction du projet. 	Aucun effet résiduel n'est anticipé car les mesures d'atténuation élimineront l'interaction et n'entraîneront aucun changement mesurable aux CVE.
Hydrologie de surface des poissons et milieux humides de l'habitat du poisson	La perturbation des profils de drainage naturels et des schémas de drainage peut avoir des effets sur le poisson, son habitat et les zones humides.	<ul style="list-style-type: none"> Des enquêtes préalables au projet seront effectuées pour identifier les lieux à éviter ou à atténuer. Tous les permis et approbations nécessaires seront obtenus et sur place. Dans la mesure du possible, les modèles de drainage de surface existants seront conservés dans la zone du projet. Si une modification est nécessaire pour la zone humide située près de WEC 6, une demande de permis WAWA sera alors soumise. Les routes d'accès qui traversent des cours d'eau et des terres humides suivront les directives des Directives techniques sur la modification des cours d'eau et des terres humides et les conditions énumérées dans le WAWA. Les perturbations sur les terres humides et les limites du drainage seront minimisées dans la mesure du possible. Dans la mesure du possible, les travaux dans les terres humides se fera dans des conditions de sol sec or ou gelé si les terres humides ne peuvent pas être évitées. Tout espace de travail supplémentaire requis à proximité des bords du drainage sera séparé du haut de la rive par un minimum de 30 m. Des ponceaux seront installés au besoin pour maintenir le drainage. Utilisez des bermes de détournement temporaires ou d'autres méthodes, si nécessaire, pour réguler le drainage des zones de construction. 	Aucun effet résiduel significatif n'est anticipé car les mesures d'atténuation permettront de supprimer l'interaction et de n'apporter aucun changement mesurable aux CVE.
Poisson et habitat du poisson	Modification de l'habitat du poisson causée par l'augmentation de la charge en sédiments due à l'augmentation de l'érosion.	<ul style="list-style-type: none"> Tous les permis et approbations nécessaires seront obtenus et sur place. Le projet sera situé sur des routes existantes et autant que possible sur des zones perturbées, ce qui minimise les besoins de déranger les nouvelles zones. Avant la construction, un plan de nivellement, un plan de drainage des eaux pluviales et un plan de contrôle de l'érosion et de la sédimentation seront élaborés, approuvés et mis en œuvre pour le projet. Le plan de contrôle de l'érosion et des sédiments sera conçu de manière à ne pas modifier les caractéristiques du paysage situées en dehors de l'empreinte du projet. Les matériaux récupérés seront stockés loin des plans d'eau et des cours d'eau au-dessus de la ligne des hautes eaux. Les mesures de lutte contre l'érosion et les sédiments, y compris la barrière anti-érosion, les barrages de contrôle en ballots de paille et les canaux de dérivation, seront installées conformément aux spécifications du fabricant, le cas échéant. Les mesures de lutte contre l'érosion et les sédiments doivent être inspectées et maintenues lors de la construction du. 	Aucun effet résiduel n'est anticipé car les mesures d'atténuation permettront de supprimer l'interaction et n'entraîneront aucun changement mesurable à la CVE.

COMPOSANTE(S) ENVIRONNEMENT ALE(S) VALORISÉE(S)	INTERACTION POTENTIELLE ET EFFET ENVIRONNEMENTAL	ATTÉNUATION PROPOSÉE	EFFET RÉSIDUEL PRÉVU
La faune de la végétation des zones humides Espèces menacées de conservation L'utilisation des terres	Altération des terres humides, de la végétation, de l'habitat faunique, de la CPSC et de l'utilisation des terres découlant de l'érosion accrue après la construction.	<ul style="list-style-type: none"> Retirer la vase et les autres débris accumulés des fossés de drainage du site afin de les maintenir fluides en tout temps. Éliminer les sédiments enlevés selon un plan de contrôle de l'érosion et de la sédimentation . Les mesures de contrôle de l'érosion et des sédiments ne seront supprimées que s'il est peu probable que l'érosion se poursuive . Des méthodes de contrôle de la poussière (arrosage des routes, par exemple) seront utilisées pendant la construction du projet afin de limiter l'érosion éolienne . Les prévisions météo doivent être régulièrement suivies pour les conditions météorologiques extrêmes pendant la période des travaux lorsque les sols exposés n'ont pas été pleinement stabilisés. Une inspection visuelle du chantier doit être menée pendant et après un événement pluvial significatif, pour des signes d'érosion, et au besoin de mise en œuvre des mesures d'atténuation appropriées. Des matériaux supplémentaires de contrôle des sédiments et de contrôle de l'érosion doivent être présents sur le site et facilement disponibles en cas d'événement de pluie soudaine et importante ou lors de la prévision d'un tel événement . Les activités de construction seront réduites ou arrêtées lors de fortes précipitations. Les événements de fortes précipitations sont ceux qui entravent l'accès et le défrichage, causant l'orniérage et le compactage des sols, ainsi que ceux pouvant entraîner une menace d'inondations locales . 	Aucun effet résiduel n'est anticipé car les mesures d'atténuation élimineront l'interaction et n'entraîneront aucun changement mesurable aux CVE.
Les oiseaux	La destruction des nids d'oiseaux migrateurs peut affecter les populations d'oiseaux.	<ul style="list-style-type: none"> Dans la mesure du possible, le défrichage sera achevé en dehors de la saison de reproduction et de nidification des oiseaux (c'est-à-dire d'avril à août). Si l'enlèvement de la végétation est proposé pendant la saison de nidification, un relevé des oiseaux nicheurs et un plan d'atténuation avant la construction seraient nécessaires afin d'éviter tout risque de nuire, de tuer, de perturber ou de détruire par inadvertance les oiseaux migrateurs, les nids et les œufs. S'il est impossible de défricher la végétation en dehors de la fenêtre de naissance des oiseaux, des relevés préalables au projet seront effectués afin de déterminer les endroits à éviter ou à atténuer. 	Aucun effet résiduel n'est anticipé car les mesures d'atténuation permettront de supprimer l'interaction et n'entraîneront aucun changement mesurable à la CVE.
La faune de la végétation des zones humides Espèces menacées de conservation	Perte/altération de la végétation et de l'habitat faunique suite à la construction du projet.	<ul style="list-style-type: none"> Le projet sera situé autant que possible sur les routes existantes et dans les zones perturbées, ce qui minimisera la perturbation des zones non perturbées. La localisation et la construction du projet ont été planifiées pour éviter les zones écologiquement sensibles (p. ex. l'habitat faunique essentiel, les espèces végétales répertoriées, les zones humides, les plans et cours d'eau et les autres zones d'habitat clé identifiées pour les chauves-souris, les autres SOCC ou les espèces sauvages sensibles). Les travaux de construction se dérouleront durant les périodes où la sensibilité à la faune, aux oiseaux, aux chauves-souris et au SOCC est la plus faible, où pratique. Si vous rencontrez un SOCC de plante imprévu, des mesures d'atténuation appropriées seront appliquées avant les autres activités de construction . Si vous rencontrez un SOCC faunique inattendu, des mesures d'atténuation appropriées seront appliquées avant les autres activités de construction . Les zones perturbées qui ne sont pas nécessaires à l'exploitation du projet seront revégétalisées avec un mélange approuvé et sans mauvaises herbes, dès que possible après la construction. 	Aucun effet résiduel n'est anticipé car les mesures d'atténuation réduisent les effets potentiels, mais les modifications apportées aux CVE devraient être minimales et ne devraient pas entraîner d'effets importants sur les CVE.
Ressources patrimoniales et archéologiques	Destruction ou altération de sites patrimoniaux et/ou archéologiques.	<ul style="list-style-type: none"> Une EIDH est en cours d'achèvement pour le projet et sera soumise à une date ultérieure. Toute atténuation requise pour les ressources patrimoniales et archéologiques sera incluse dans le rapport final . En cas de découverte accidentelle de ressources patrimoniales ou de matériel archéologique, les Services archéologiques du Nouveau-Brunswick (ASNB) seront avisés et tous les protocoles d'ASNB relatifs à la découverte accidentelle seront suivis. 	Aucun effet résiduel n'est anticipé car les mesures d'atténuation permettront de supprimer l'interaction et n'entraîneront aucun changement mesurable à la CVE.
Poisson et habitat du poisson Végétation de la faune Espèces menacées de conservation	L'utilisation d'explosifs peut modifier les zones humides, la végétation, la faune, la SOCC et l'utilisation des terres.	<ul style="list-style-type: none"> Si un dynamitage est nécessaire pour la construction, un plan de dynamitage détaillé sera élaboré pour le projet et décrira le type d'explosif utilisé et la méthode de détonation, ainsi que les directives de restriction d'activité . 	Aucun effet résiduel n'est anticipé car les mesures d'atténuation élimineront l'interaction et n'entraîneront aucun changement mesurable aux CVE.
Bruits et utilisation des terres par la faune.	Augmentation des niveaux de bruit provenant de la construction et de l'exploitation du projet.	<ul style="list-style-type: none"> La pression acoustique prévue pour le projet sera décrite dans l'évaluation de l'impact du bruit en cours d'achèvement pour le projet . Le projet sera conforme aux règlements municipaux, locaux et régionaux en vigueur et aux exigences réglementaires . Les travaux auront lieu pendant les heures de la journée . Les machines seront maintenues en bon état de fonctionnement et conformes aux exigences provinciales et fédérales applicables. L'équipement lourd sera équipé de silencieux pour atténuer le bruit . Les travaux seront conduits de manière respectueuse en utilisant les notifications et les communications nécessaires concernant les augmentations de bruit temporaires et intermittentes pendant la construction du projet . Les activités de construction suivront les directives de restriction d'activités et les distances de retrait pour la faune . 	Les modifications apportées aux CVE devraient être minimales. Aucun effet résiduel significatif n'est prévu car les mesures d'atténuation réduisent les effets potentiels.

COMPOSANTE(S) ENVIRONNEMENTALE (S) VALORISÉE(S)	INTERACTION POTENTIELLE ET EFFET ENVIRONNEMENTAL	ATTÉNUATION PROPOSÉE	EFFET RÉSIDUEL PRÉVU
Utilisation des terres fauniques	Effets sensoriels dus à la présence des WEC, des lumières, du bruit, du dynamitage et des véhicules.	<ul style="list-style-type: none"> Les travaux auront lieu pendant les heures de la journée . Il sera demandé au personnel du projet de garder un espace de travail propre et de ne pas harceler les animaux rencontrés. Le cas échéant, les conducteurs ayant pour instruction de connaître la faune et les limites de vitesse lente seront appliquées sur le projet. L'équipement et les véhicules céderont le droit de passage à la faune. Les déchets alimentaires seront collectés dans des récipients appropriés limitant l'attraction ou l'impact aux animaux. Les ordures et l'alimentation de la faune seront interdites. Les matières recyclables et les déchets dangereux seront entreposés sur place dans des containers appropriés pour prévenir l'exposition et les expédier hors du site sur une installation approuvée. 	Les modifications apportées aux CVE devraient être minimales. Aucun effet résiduel significatif n'est prévu car les mesures d'atténuation réduisent les effets potentiels
Oiseaux et chauves-souris	L'exploitation du projet peut entraîner des collisions d'oiseaux migrateurs et de chauves-souris avec les WEC et d'autres infrastructures du projet.	<ul style="list-style-type: none"> Les études sur les oiseaux et les chauves-souris sont en cours d'achèvement pour le projet et les rapports correspondants seront soumis à une date ultérieure . La localisation et la construction du projet ont été planifiées pour éviter les zones écologiquement sensibles (par exemple, les habitats fauniques essentiels, les espèces de plantes répertoriées, les zones humides, les plans d'eau et les cours d'eau, ainsi que les autres zones d'habitat clés identifiées pour les chauves-souris) Les lignes de transmission éviteront autant que possible de passer par-dessus les zones d'habitat à forte utilisation, telles que les zones humides et les masses d'eau. Si ces zones sont inévitables et que le risque de collision est identifié comme étant élevé, des mesures d'atténuation des collisions (par exemple, des dispositifs de dérivation d'oiseaux) seront installées dans et le long de ces zones . Étant donné que le brouillard empêche les oiseaux d'éviter les collisions avec les obstacles, les WEC peuvent cesser de fonctionner dans des conditions de brouillard pendant les périodes de migration des oiseaux dans l'ensemble de la zone du projet . Le projet sera conforme aux exigences en matière d'éclairage et de marquage spécifiées par Transports Canada. Avant le démantèlement d'un bâtiment ou d'une autre installation, une inspection sera effectuée pour déterminer s'il s'agit d'un nichoir ou d'un site de perchoir pour les chauves-souris. Si nécessaire, des mesures de protection seront prises pour éviter toute perturbation de la survie des chauves-souris. Un programme de surveillance d'après construction pour les oiseaux et les chauves-souris sera mis en œuvre (section 9). S'il est constaté que le projet cause une mortalité importante lors du suivi post-construction, les mesures d'atténuation supplémentaires seront évaluées . Si les enquêtes de suivi indiquent des effets significatifs sur les oiseaux et les chauves-souris, des mesures d'atténuation supplémentaires peuvent être nécessaires et peuvent inclure les éléments suivants : <ul style="list-style-type: none"> Application des nouvelles technologies d'aversion pour les chauves-souris ou d'autres mesures novatrices ; Arrêt sélectif des WEC en période de forte activité/concentration de chauves-souris (par exemple, essaimage, migration estivale/automne tardive) ou dans certaines conditions météorologiques (par exemple, en période de petit vent lorsque la production d'électricité est faible et que les niveaux d'activité des chauves-souris sont élevés) ; Arrêt sélectif des CVE pendant les périodes de l'année en raison d'activités d'oiseaux ou de la migration ; Modifications de l'éclairage sur les WEC. 	Des effets résiduels potentiels sont anticipés.
Oiseaux et chauves-souris	La construction et l'exploitation du projet peuvent amener les oiseaux à modifier leurs voies de migration.	<ul style="list-style-type: none"> Une évaluation de l'impact du bruit est en cours de réalisation pour le projet et sera soumise à une date ultérieure . Les travaux auront lieu pendant les heures de la journée . Le projet sera situé autant que possible sur les routes existantes et dans les zones perturbées, ce qui minimisera la perturbation des zones non perturbées. Les études sur les oiseaux et les chauves-souris sont en cours d'achèvement pour le projet et les rapports correspondants seront soumis à une date ultérieure Si possible, le défrichage sera terminé en dehors de la saison de nidification et de nidification pour les oiseaux (avril à août) et en dehors de la période de mise bas et d'élevage pour les chauves-souris (c'est-à-dire de mai à août). Dans la mesure du possible, l'installation de l'infrastructure du projet dans des habitats importants pour les espèces d'oiseaux sera évitée. Ceux-ci incluent les zones humides, les forêts matures et les zones avec de grands arbres creux . Un programme de surveillance d'après-construction pour les oiseaux et les chauves-souris sera mis en œuvre (section 8). S'il est constaté que le projet cause une mortalité importante lors du suivi post-construction, les mesures d'atténuation supplémentaires seront évaluées . 	Des effets résiduels potentiels sont anticipés.
	Les travaux et l'exploitation du projet peuvent déplacer des oiseaux et des chauves-souris d'habitats précédemment utilisés dans la zone du projet.		Des effets résiduels potentiels sont anticipés.
Esthétique Visuelle	La construction et l'exploitation du projet peuvent entraîner des modifications du paysage visuel.	<ul style="list-style-type: none"> Une évaluation d'impact visuel est en cours de réalisation pour le projet et sera soumise à une date ultérieure . 	Aucun effet résiduel n'est anticipé.
Interférence électromagnétique	Le fonctionnement du WEC peut interférer avec l'infrastructure de télécommunication et / ou de communication radar	<ul style="list-style-type: none"> Une étude sur les interférences électromagnétiques est en cours de réalisation pour le projet et sera soumise à une date ultérieure . Les consultations avec Navigation Canada, le radar météorologique d'Environnement Canada, la GRC et Transports Canada sont terminées pour le projet et les approbations/agréments accordés pour le projet seront communiqués ultérieurement . Le projet peut affecter d'autres télécommunications et/ou radar. Par conséquent, si d'autres agences sont identifiées, elles seront contactées pour résoudre tout problème de brouillage nécessaire . 	Aucun effet résiduel n'est anticipé.
Utilisation des terres par le scintillement de l'ombre	L'exploitation du projet peut causer des nuisances dues au scintillement de l'ombre dans la zone du projet.	<ul style="list-style-type: none"> Une évaluation du scintillement des ombres est en cours de réalisation pour le projet et sera soumise à une date ultérieure . 	Aucun effet résiduel n'est anticipé.

COMPOSANTE(S) ENVIRONNEMENT ALE(S) VALORISÉE(S)	INTERACTION POTENTIELLE ET EFFET ENVIRONNEMENTAL	ATTÉNUATION PROPOSÉE	EFFET RÉSIDUEL PRÉVU
Esthétique visuelle des oiseaux, des chauves-souris et des autres animaux sauvages L'utilisation des terres	L'éclairage sur les WEC peut être visible pendant la nuit.	<ul style="list-style-type: none"> L'utilisation de l'éclairage pendant la construction et sur les des WEC sera limitée à des niveaux minimaux tout en respectant les exigences de Transport Canada. L'éclairage sera conçu pour limiter les perturbations lumineuses hors site . 	Aucun effet résiduel n'est anticipé car les mesures d'atténuation permettront de supprimer l'interaction et n'entraîneront aucun changement mesurable à la CVE.
L'aviation	Le fonctionnement du WEC peut interférer avec l'aviation.	<ul style="list-style-type: none"> Des consultations avec des organismes fédéraux, dont NAV Canada, Transports Canada et le MDN, ont été menées à bien pour le projet . Le projet sera conforme aux exigences en matière d'éclairage et de marquage spécifiées par Transports Canada. 	Aucun effet résiduel n'est anticipé car les mesures d'atténuation permettront de supprimer l'interaction et n'entraîneront aucun changement mesurable à la CVE.
L'économie locale	Emplois et opportunités d'affaires.	<ul style="list-style-type: none"> Les communautés locales bénéficieront du développement, de la construction, et de l'exploitation du projet tel qu'il qu'il est décrit dans la section source de référence non trouvée. . Les entreprises et les organisations syndicales locales et régionales seront informées des opportunités découlant de la construction, de l'exploitation et de la maintenance du projet . 	Un effet résiduel positif est anticipé.
L'utilisation des terres	La construction et l'exploitation du projet peuvent avoir des effets sur l'utilisation traditionnelle des terres.	<ul style="list-style-type: none"> Un engagement précoce et significatif avec les communautés des Premières nations et tous les intervenants potentiels a été réalisé pour les projet et se poursuivra pendant le projet. Si des découvertes relatives à la colonisation ou à l'utilisation des terres ont lieu pendant le projet, les activités cesseront dans la région immédiate et les agences de réglementation appropriées seront contactées, le cas échéant . 	Aucun effet résiduel n'est anticipé car les mesures d'atténuation permettront de supprimer l'interaction et n'entraîneront aucun changement mesurable à la CVE.
L'utilisation des terres	La construction et l'exploitation du projet peuvent perturber l'utilisation actuelle des terres.	<ul style="list-style-type: none"> Les activités de construction peuvent affecter périodiquement le trafic des autoroutes provinciales ou des routes d'accès. Une signalisation appropriée sera installée et le personnel de direction de la circulation sera utilisé là où est requis. De bonnes pratiques d'entretien seront utilisées et maintenues pendant toute la durée des activités du projet . Tous les déchets, ordures et autres débris générés par le projet seront ramassés et transportés vers des sites d'élimination approuvés ou des installations. Les zones perturbées seront remodelées et reconstituées selon un profil stable afin de permettre les utilisations des terres existantes . Un programme de gestion de la circulation sera élaboré pour le projet et comprendra un calendrier précis, détaillant le volume, le moment detailing et la densité de la circulation pendant les travaux Les activités du projet respecteront les réglementations en vigueur sur la circulation locale et provinciale. Les cônes de route peuvent être placés dans les zones désignées et les panneaux d'avertissement placés sur les routes, le cas échéant . Les poids lourds n'arriveront ou ne quitteront le projet qu'entre les heures convenues. Pendant la construction, la voie de circulation approuvée sera exempte de boue et de débris résultant de la construction et de l'exploitation du projet . Un système de nettoyage des roues sera fourni sur la route d'accès interne afin d'enlever les débris des véhicules avant leur départ du site . Les débris trouvés sur les routes locales seront enlevés régulièrement à l'aide de brosses et de balayeuses aspirantes . 	Aucun effet résiduel n'est anticipé car les mesures d'atténuation permettront de supprimer l'interaction et n'entraîneront aucun changement mesurable à la CVE.
Poisson et habitat du poisson Végétation terrestre Faune incluant oiseaux et chauves-souris Espèces menacées de conservation L'utilisation des terres	Contamination par des déversements et des déchets provenant de matériaux tels que les carburants et les fluides hydrauliques.	<ul style="list-style-type: none"> Un plan d'urgence en cas de déversement de carburant et/ou de matières dangereuses sera élaboré . Les marchandises dangereuses seront entreposées, manipulées et transportées conformément à la Loi sur l'assainissement de l'environnement et à la Loi sur le transport des marchandises dangereuses du Nouveau-Brunswick. Des kits de déversement de taille appropriée seront disponibles sur site pour les efforts de nettoyage . Toutes les activités sur le chantier seront menées de manière à minimiser les risques de déversements ou de fuites, y compris l'inspection et la maintenance régulières de la machinerie et de l'équipement, et la fourniture de structures de confinement des déversements pour le stockage de carburant et d'huile sur place, si nécessaire. Aucun ravitaillement en carburant et entretien de l'équipement ne seront effectués à moins de 50 m d'un cours d'eau ou d'un milieu humide. En cas de déversement, le plan d'urgence en cas de déversement de carburant ou de matières dangereuses sera suivi. 	Aucun effet résiduel n'est anticipé car les mesures d'atténuation élimineront l'interaction et n'entraîneront aucun changement mesurable aux CVE

5.4.1 EFFETS ENVIRONNEMENTAUX RÉSIDUELS

Les interactions de CVE du projet suivantes ont été identifiées comme pouvant potentiellement entraîner des effets résiduels, car les mesures d'atténuation ne peuvent pas supprimer l'interaction. Par conséquent, une analyse plus poussée est nécessaire pour déterminer l'importance de ces effets du projet (section 6).

- L'exploitation du projet peut entraîner des collisions d'oiseaux et de chauves-souris avec WEC
- Les travaux et l'exploitation du projet peuvent amener les oiseaux à modifier leur voies de migration
- Les travaux et l'opération du projet pourrait déplacer les oiseaux et les chauves-souris de leurs habitats précédemment utilisés dans la zone du projet
- Opportunités d'emploi et d'affaires

L'analyse des oiseaux et des chauves-souris sera complétée lorsque les informations de base auront été soumises. Les données de base sont nécessaires pour mener à bien une évaluation des effets fiable et scientifiquement défendable et pour déterminer l'importance des effets à la fois différentiels et cumulatifs.

Une analyse plus détaillée des opportunités d'emploi et d'affaires est présentée à la section 7.

6 EFFETS DE L'ENVIRONNEMENT SUR LE PROJET

Plusieurs facteurs environnementaux pourraient avoir des effets défavorables sur le projet. Cette section examine les interactions entre l'environnement environnant et les principales conditions environnementales susceptibles d'affecter le projet. Les mesures d'atténuation, les plans d'urgence et la conception du projet peuvent réduire les risques pour le projet.

6.1 INTEMPÉRIES SÉVÈRE

Les phénomènes météorologiques extrêmes comprennent les vents extrêmes, les précipitations et les inondations extrêmes, les chutes de neige extrêmes, les tempêtes de verglas et les éclairs. En général, le Nouveau-Brunswick peut vivre de 10 à 20 jours de phénomènes météorologiques violents, les plus graves se produisant en hiver. Les tempêtes hivernales peuvent provoquer des vents violents avec de la pluie, du verglas et des chutes de neige extrêmes. Un temps violent en été peut également provoquer des vents violents, mais aussi des précipitations extrêmes et des inondations, de la grêle et des éclairs. Les effets de l'environnement sur le projet entraîneraient un retard à court terme dans le calendrier de construction, de fréquentes interruptions de service à court terme et une augmentation des coûts d'exploitation ou de maintenance. Un plan de gestion de l'environnement sera élaboré pour s'assurer que des mesures d'atténuation sont en place pour assurer la protection de l'environnement et minimiser les retards. Des plans d'urgence seront inclus en cas d'événements météorologiques extrêmes .

6.1.1 VENT EXTREME

Les WEC sont équipées d'une fonction de contrôle du vent fort. Cette fonction permet au WEC d'opérer jusqu'à l'espèce de vent de découpage étendu (27,5 m/s ou 99,0 km par heure [km/h]). En cas de vent extrême, le système de surveillance WEC du projet s'assurera automatiquement que les pales WEC sont en drapeau (c'est-à-dire inclinées), de sorte que la surface de la pale ne soit plus en position de capturer le vent entrant. Ce changement de tangage empêche les vents extrêmes de faire tourner le rotor.

6.1.2 PLUIE EXTRÊME ET INONDATIONS

Des précipitations extrêmes de 218,8 mm ont été enregistrées à Bertrand en février 1998 et à 217,1 mm en mai 1994 (gouvernement du Canada, 2019a). Les fortes pluies peuvent entraîner des arrêts de travail en plein air, en particulier pendant la construction. Si des périodes de pluie inhabituelles ou des pluies excessives se produisent, cela peut entraîner des retards du Projet et des coûts supplémentaires. Les fortes pluies peuvent également provoquer une érosion sur le site. Un risque existe de défaillance de contrôle de l'érosion et des sédiments

structures en raison d'événements de précipitations extrêmes. Une telle défaillance pourrait entraîner le rejet d'une grande quantité de ruissellement chargé de sédiments dans les zones humides, les masses d'eau ou les cours d'eau récepteurs, avec des effets environnementaux négatifs potentiels sur le poisson et son habitat. Des inondations locales peuvent se produire sur les chantiers lors de précipitations extrêmes.

La construction peut être interrompue temporairement en cas de fortes précipitations et d'inondations. Des mesures appropriées de lutte contre l'érosion seront utilisées et inspectées pendant le projet, en particulier dans les zones où les potentiels d'érosion sont élevés et adjacentes aux habitats sensibles.

6.1.3 CHUTE DE NEIGE EXTRÊME

Il n'est pas rare d'avoir plus de 100 cm de neige en un mois pendant la saison hivernale sur la péninsule acadienne. Les données historiques d'Environnement Canada pour la station météorologique Bertrand ont révélé des précipitations de neige de 110 cm en février 2002, de 123,3 cm en décembre 1989, de 86,8 cm en décembre 2004 et de 85,8 cm en décembre 2005. Les fortes chutes de neige peuvent affecter la construction en hiver ou contribuer à des inondations inhabituelles lors de la fonte des neiges. Des chutes de neige extrêmes au début de l'automne ou à la fin du printemps pourraient retarder la construction et entraîner des travaux supplémentaires de déneigement et de déneigement, et augmenter les coûts du projet. Une couche de neige précoce peut minimiser ou empêcher le gel du sol, ce qui peut également affecter les travaux en hiver destinée à améliorer l'avancement des travaux et leur accessibilité. Les travaux peuvent être temporairement interrompus en cas de chute de neige extrême. Les travailleurs suivront les pratiques de travail sûres spécifiques au projet et pertinentes, selon les besoins.

6.1.4 TEMPÊTE DE GLACE ET GIVRAGE DE L'ÉOLIENNE

On peut s'attendre à des conditions de givrage pendant les mois d'hiver. Une étude sur le givrage réalisée pour le projet indique que le givrage est plus important au début et à la fin de l'hiver, son plus haut niveau ayant été atteint en décembre (Nergica, 2018). Les WEC seront équipées d'un système de dégivrage des pales du rotor. Lorsque l'accumulation de glace est détectée et que l'éolienne est arrêtée, le système de dégivrage, qui fonctionne avec une circulation d'air chaud, démarre. Le radiateur soufflant installé à la racine de la pale du rotor fait circuler de l'air chaud dans la pointe de la pale jusqu'à ce que la formation de glace disparaisse. Une fois la décongélation terminée, l'éolienne est automatiquement redémarrée.

6.1.5 LA Foudre

Les WEC sont équipées d'un système de protection contre la foudre qui aidera à protéger le WEC contre les dommages physiques causés par la foudre. Le système de protection contre la foudre comprend les éléments suivants :

- Extrémité de pale de rotor et paratonnerre en aluminium moulé - le conducteur relie la pointe de pale à un anneau en aluminium autour du pied de pale à une distance suffisante des pièces métalliques dans la zone de connexion de la pale. Cela empêche le contournement et le courant de foudre sera correctement dissipé .
- La nacelle - Les paratonnerres sur la nacelle et la bague en aluminium sur les aubes forment des éclateurs qui dissipent les courants de la foudre. Le courant de la foudre est conduit depuis le carter du rotor via un autre anneau et un autre éclateur vers la nacelle .
- Protection contre les surtensions et les surintensités .
- Protection contre les champs magnétiques et électriques .
- Système de mise à la terre.

6.2 CHANGEMENT CLIMATIQUE

Les changements climatiques peuvent affecter le projet en augmentant la fréquence et l'intensité des phénomènes météorologiques extrêmes. Les modifications de la fréquence et de l'intensité des phénomènes météorologiques extrêmes sont difficiles à prévoir. Bien que de nombreux modèles climatiques aient été développés pour estimer les changements climatiques, les changements locaux de la magnitude et de la fréquence des phénomènes météorologiques extrêmes sont inconnus. Par conséquent, le conservatisme approprié sera intégré à la conception du projet afin de prendre en compte ces changements.

7 CLASSIFICATION DES EFFETS RÉSIDUELS ENVIRONNEMENTAUX ET DÉTERMINATION DE L'IMPORTANCE

7.1 APPROCHE EN MATIÈRE DE DÉTERMINATION D'IMPORTANCE

L'évaluation ou la détermination de l'importance des effets potentiels est fondée sur le cadre/les critères énoncés dans le document d'orientation « Guide des autorités responsables » de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (Agence, 1994), qui résume les exigences appliquées à des projets similaires au Canada par le passé. Une version mise à jour est maintenant disponible pour les projets désignés en vertu de la LCEE 2012 (Agence, 2015). Ces documents sont de nature similaire et sont largement acceptés car les documents d'orientation utilisés par les gouvernements et les organismes de réglementation au Canada servent de base pour déterminer l'importance des effets potentiels identifiés. Cela comprend les étapes suivantes :

- Déterminer si l'effet environnemental résiduel est défavorable
- Déterminer si l'effet environnemental défavorable est significatif
- Déterminer si un effet environnemental important est probable

Aux fins de l'EIE, un effet est défini comme le changement apporté aux CVE à la suite des activités du projet. Un changement induit par le projet peut affecter des groupes, des populations ou des espèces spécifiques, entraînant une modification des CVE en termes d'augmentation ou de diminution de sa nature (caractéristiques), de son abondance ou de sa répartition. Les effets sont classés en deux catégories : négatif (négatif) et positif. Tous les effets indésirables sont ensuite jugés significatifs ou non significatifs au regard des critères d'évaluation discutés ci-dessous. L'évaluation détaillée des effets résiduels est axée sur les interactions entre les CVE et les activités du projet susceptibles de provoquer des effets résiduels.

7.2 CLASSIFICATION DES EFFETS RESIDUELS ET DETERMINATION DE L'IMPORTANCE

La classification des effets résiduels est basée sur la magnitude, l'étendue géographique, la durée/fréquence, la réversibilité et le contexte écologique. Elle décrit les effets résiduels prévus pour le projet. Les critères sont utilisés pour décrire la nature et le type d'un effet sur les CVE. La classification des effets résiduels est ensuite utilisée pour déterminer l'importance environnementale des effets du projet sur les CVE. Les définitions des critères sont présentées ci-dessous.

La magnitude est une mesure de l'intensité d'un effet résiduel ou du degré de changement causé par un projet sur une CVE par rapport aux conditions existantes. L'étendue géographique et la durée d'un effet sont importantes pour classer la magnitude d'une CVE. Pour la magnitude, les critères sont définis comme suit :

- **Elevé** : effet environnemental résiduel affectant l'ensemble d'un parc, de la population, de l'habitat ou de l'écosystème, en dehors de la plage de variation naturelle pouvant être proche ou dépassant les limites de résilience d'une population ou d'une communauté, de sorte que les communautés ne reviennent pas aux niveaux de pré-projet pour plusieurs générations. En ce qui concerne les CVE d'environnement social, l'effet résiduel devrait considérablement améliorer ou entraver les conditions existantes dans les communautés de la région et au-delà.
- **Modéré** : un faible effet environnemental résiduel mesurable affectant une partie d'une population, d'un habitat ou d'un écosystème, revient aux niveaux d'avant-projet en une génération ou moins, avec un changement rapide et imprévisible, temporairement en dehors de la plage de variabilité naturelle. Pour les CVE de l'environnement social, l'effet résiduel est perceptible et peut être potentiellement bénéfique ou préjudiciable aux individus et aux communautés de la région mais pas au au-delà.

- **Faible** : un effet environnemental résiduel négligeable, affectant un groupe local spécifique, un habitat ou un écosystème, revient aux niveaux d'avant-projet en une génération ou moins, dans les limites de la variation naturelle. Pour les CVE de l'environnement social, l'effet résiduel se limite à un léger effet positif ou nuisible pour les personnes ou les communautés de la zone locale.
- **Nil** : aucun changement perceptible à une CVE .
- **Inconnu**: un effet environnemental résiduel touchant une partie inconnue d'une population ou d'un groupe ou dont les changements d'un paramètre particulier sont inconnus.

L'étendue géographique fait référence à l'étendue spatiale de la zone touchée et est liée à la distribution spatiale et au mouvement d'une CVE. Lorsque l'on considère l'étendue géographique dans la détermination de l'ampleur, il est important de comprendre que les effets à l'échelle locale sont moins graves que ceux qui s'étendent à l'échelle régionale ou au-delà. L'étendue géographique est divisée en local, régional et au-delà de la définition régionale suivante :

- **Les effets locaux** sont ceux qui sont largement associés aux effets directs de l'empreinte du projet (c.-à-d. L'enlèvement de la végétation pour la construction d'éléments du projet) et aux modifications indirectes spécifiques à petite échelle propres au projet (c.-à-d. dans la zone d'évaluation locale).
- **Les effets à l'échelle régionale** sont ceux associés aux modifications incrémentielles et cumulatives apportées par le projet et à d'autres développements, mais limités à la zone d'évaluation régionale .
- **Au-delà de la région** comprend les effets résiduels cumulatifs du projet et d'autres développements qui s'étendent au-delà de la zone d'évaluation régionale.

La fréquence fait référence à la fréquence à laquelle un effet résiduel va se produire mais ne doit pas être confondue avec la fréquence de l'activité qui provoque un effet résiduel. La fréquence est expliquée en identifiant quand la source du changement et l'effet résiduel se produisent. La fréquence est divisée en catégories suivantes :

- **Peu fréquent** - isolé ou limité à une période discrète.
- **Fréquent** - survient de manière répétée au cours de la période d'évaluation .
- **Continu** - se produit continuellement pendant la période d'évaluation .

La durée est définie comme la durée entre le début d'un effet résiduel et le moment où cet effet sur une CVE est inversé. La durée est le résultat de deux facteurs, le temps écoulé entre le début et la fin d'une activité de projet qui cause un stress sur une CVE et le temps nécessaire pour que l'effet soit réversible. La durée des activités individuelles du projet et la période au cours de laquelle l'effet résiduel peut se produire sont prises en compte. Certains effets sont réversibles peu de temps après la suppression du stress (par exemple, des changements dans la répartition de certaines espèces fauniques après la suppression du bruit après le déclassement et l'abandon), tandis que d'autres peuvent prendre plus de temps pour s'inverser (par exemple, le changement d'abondance de l'espèce jusqu'à la revégétalisation). Dans certains cas, la prévision de la durée peut être bien au-delà de la limite temporelle du projet, on ne sait pas quand ces effets peuvent être annulés et une CVE peut ne jamais revenir à un état non affecté par le projet. Dans ces cas, la probabilité de réversibilité est si faible que l'effet est classé comme irréversible. Par conséquent, la durée est divisée en catégories suivantes :

- **À court terme** - l'effet résiduel est réversible à la fin de la construction .
- **À moyen terme** - l'effet résiduel est réversible à la fin de l'opération du projet .
- **Long terme**, – l'effet résiduel est réversible dans un laps de temps défini ou la certitude de prédiction permet de prédire que l'effet est réversible après le déclassement et l'abandon.
- **De façon permanente**, l'effet résiduel devrait avoir une influence indéfinie sur une CVE . Ceci est appliqué lorsqu'un effet est défini comme irréversible.

La réversibilité est considérée comme la probabilité que le projet n'affectera plus une CVE et comme la capacité d'une CVE de revenir à un état égal ou amélioré une fois que l'interaction avec le projet est terminée. La réversibilité a deux alternatives, réversible ou irréversible. Réversible est appliqué aux effets résiduels de durée à court, moyen et long terme lorsque le projet ne provoque plus de modifications dans une CVE. Irréversible est appliqué lorsque l'on prévoit que l'effet résiduel aura une influence indéterminée sur une CVE ou que la durée d'un effet est inconnue.

Pour les effets résiduels néfastes, l'évaluation pour chaque critère sera combinée dans une prédiction globale de l'importance de la manière suivante :

- **Significatif**: un effet résiduel potentiel pourrait compromettre la durabilité à long terme et réduire la résilience de la ressource, de sorte que l'effet résiduel est considéré comme suffisant en ampleur, étendue géographique, durée et fréquence. comme étant considéré comme irréversible. Des initiatives supplémentaires de recherche, de surveillance et / ou de rétablissement devraient être envisagées.
- **Non significatif** : l'impact potentiel pourrait entraîner une diminution de la quantité d'une ressource, de sorte que l'impact est considéré comme mesurable à l'échelle locale dans sa combinaison d'ampleur, d'étendue géographique, de durée et de fréquence, mais n'affecte pas ou n'augmente pas le risque pour la durabilité à long terme (c'est-à-dire, qu'il est considéré comme réversible). Des initiatives de recherche, de surveillance et/ou de récupération supplémentaires peuvent être envisagées.

Pour que les effets résiduels du projet aient un effet significatif sur les CVE, il faudrait que les individus soient affectés dans la mesure où il y aurait un changement défavorable permanent en termes de survie et de reproduction au niveau de la population ou de la communauté.

7.2.1 EFFETS RÉSIDUELS SUR LES OISEAUX

L'évaluation des effets résiduels et la détermination de l'importance seront achevées une fois les études de base sur les oiseaux terminées et le rapport sera soumis à une date ultérieure.

7.2.2 EFFETS RÉSIDUELS SUR LES CHAVES-SOURIS

L'évaluation des effets résiduels et la détermination de l'importance seront terminées à la suite des études de base sur les oiseaux et le rapport sera soumis à une date ultérieure

7.2.3 EFFETS RÉSIDUELS SUR L'ÉCONOMIE LOCALE

Le projet aura un effet résiduel positif important sur l'environnement social en ce qui concerne l'emploi et les opportunités commerciales (tableau 7.2-1). Pour que le projet aille de l'avant, les gens sont tenus de doter le projet en personnel, ce qui se traduira par des revenus et des possibilités de formation. La construction et l'exploitation du projet créeront des emplois et généreront des revenus. Les employés dépensent généralement leurs revenus là où ils vivent et, par conséquent, des avantages indirects se produiront également pendant le projet. On prévoit que la majeure partie de la main-d'œuvre pour les travaux sera embauchée localement. Le projet se traduira par une formation et une expérience accrues sur le marché du travail, ce qui aura un effet positif sur les opportunités futures. Les dépenses du projet entraîneront une augmentation du produit intérieur brut et les opérations du projet généreront des recettes fiscales pour les gouvernements municipaux, provinciaux et fédéral.

Table 7.2-1 Résumé de la classification des effets résiduels et de l'importance prévue

INTERACTION POTENTIELLE ET EFFET ENVIRONNEMENTAL RÉSIDUEL	ORDRE DE GRANDEUR	ÉTENDUE GÉOGRAPHIQUE	FRÉQUENCE	DURÉE	RÉVERSIBILITÉ	IMPORTANCE
Emplois et opportunités d'affaires	Modéré	Régional	Continu	Long terme	Irréversible	Effet positif significatif

7.3 EFFETS RÉSIDUELS CUMULATIFS

Les effets environnementaux résiduels cumulatifs sont définis comme la somme des effets environnementaux résiduels de tous les projets et/ou activités passés, actuels et raisonnablement prévisibles sur les composantes physiques, biologiques, sociaux et culturels de l'environnement. En outre, les perturbations naturelles telles que les incendies, les inondations, les insectes, les maladies et les changements climatiques peuvent contribuer aux effets environnementaux résiduels cumulatifs.

Le projet mettra en œuvre des pratiques d'atténuation afin de limiter les effets environnementaux supplémentaires du projet. La mise en œuvre des mesures d'atténuation pour ce projet devrait entraîner des modifications mineures de l'environnement biophysique et socio-économique par rapport au projet par rapport aux conditions de base. Les effets sur les CVE de l'utilisation des terres environnantes et des opérations de récolte de tourbe ne devraient pas se chevaucher avec les effets sur les CVE dans la région. À ce titre, aucun effet environnemental résiduel cumulatif n'est attendu. Au fur et à mesure de l'avancement du projet, CVLP élaborera des mesures d'atténuation spécifiques au site afin de réduire davantage le potentiel d'effets environnementaux cumulatifs, le cas échéant.

8 RÉSUMÉ DES MESURES D'ATTÉNUATION PROPOSÉES

GÉNÉRAL

- Tous les permis et approbations nécessaires seront obtenus et sur place.
- Des sondages préalables au projet seront effectués pour identifier les endroits à éviter, lorsque nécessaires.
- Avant les travaux, un plan de nivellement, un plan de drainage pluvial et un plan de contrôle de l'érosion et de la sédimentation seront élaborés, approuvés et mis en œuvre pour le projet.
- Le plan de contrôle de l'érosion et des sédiments sera conçu de manière à ne pas modifier les caractéristiques du paysage situées en dehors de l'empreinte du projet.

SOLS, TERRAINS INSTABLES ET ÉROSION

- Des levés géotechniques préalables au projet sont en cours d'achèvement pour identifier les endroits à éviter ou à atténuer .
- Dans la mesure du possible, le transport de l'équipement et du matériel sera reporté par mauvais temps ou lorsque le sol est humide afin d'atténuer l'orniérage, le mélange et le compactage.
- Les matériaux supérieurs du sol et les matériaux organiques (contenant une banque de semences et des propagules) seront récupérés pour être remplacés lors de la remise en état.
- Les matériaux de la couche supérieure du sol et les matières organiques seront soigneusement dépouillées à une profondeur choisie afin de réduire le mélange.
- Les matériaux des dégarnis seront entreposés séparément des sous-sols excavés ou nivelés afin d'atténuer les risques de mélange, de perte et d'altération de la qualité du sol.
- Le remplacement des matériaux du sol sera achevé lorsque les conditions du sol seront appropriées (c.-à-d. Conditions sèches) pour être également réparties sur les zones perturbées .
- Lors de la récupération, si un compactage du sol a eu lieu, les zones peuvent être profondément déchirées afin de soulager les sols compactés avant le remplacement du sol .
- Les matériaux récupérés seront stockés loin des plans d'eau et des cours d'eau au-dessus de la ligne des hautes eaux .
- Les mesures de lutte contre l'érosion et les sédiments, y compris la barrière anti-érosion, les barrages de contrôle en ballots de paille et les canaux de dérivation, seront installées conformément aux spécifications du fabricant, le cas échéant .
- Les mesures de lutte contre l'érosion et les sédiments doivent être inspectées et maintenues pendant les travaux
- Retirer la vase et les autres débris accumulés des fossés de drainage du site afin de les maintenir fluides en tout temps. Éliminer les sédiments enlevés selon un plan de contrôle de l'érosion et de la sédimentation .
- Les mesures de contrôle de l'érosion et des sédiments ne seront supprimées que s'il est peu probable que l'érosion se poursuive .
- Des méthodes de contrôle de la poussière (c.-à-d. l'arrosage des routes) seront utilisées pendant la construction du projet pour limiter l'érosion éolienne.
- Les prévisions météorologiques doivent faire l'objet d'une surveillance régulière pour détecter les conditions météorologiques extrêmes pendant la période de construction, lorsque les sols exposés ne sont pas totalement stabilisés .

- Au besoin, une inspection visuelle du chantier doit être effectuée, pendant et après chaque événement pluvieux important, afin de déceler tout signe d'érosion et de mettre en œuvre des mesures d'atténuation appropriées.
- D'autres matériaux de contrôle des sédiments et de contrôle de l'érosion doivent être sur place et facilement accessibles en cas de précipitations soudaines et importantes ou en cas de prévision d'une telle situation.
- Les activités de construction seront réduites ou arrêtées pendant des événements de fortes précipitations. Les précipitations sont considérées comme des entraves aux activités d'accès et de défrichage, provoquant l'orniérage et le compactage des sols, ainsi que celles pouvant entraîner une menace locale d'inondation locale.

DRAINAGE DE SURFACE ET COURS D'EAU

- Il est prévu que la majeure partie de l'eau proviendra des camions-citernes. Toutefois, si nécessaire, un approvisionnement en eau sur site peut être utilisé. S'il est déterminé qu'un approvisionnement en eau sur le site est nécessaire pour le projet, un WAWA sera obtenu avant de prélever de l'eau sur le site pendant la construction du projet.
- Dans la mesure du possible, les modèles de drainage de surface existants seront conservés dans la zone du projet.
- L'accès aux routes qui traversent les cours d'eau et les zones humides suivront les directives depuis le cours d'eau et lignes directrices techniques sur la modification des terres humides et des conditions répertoriées dans le WAWA.
- Tout espace de travail supplémentaire requis près des bords du drainage sera séparé du haut de la rive par un minimum de 30 m.
- Des ponceaux seront installés au besoin pour maintenir le drainage.
- Selon les besoins, utilisation de bermes de détournement temporaires ou d'autres méthodes, pour réguler le drainage des zones de construction

ZONES HUMIDES

- Si une modification est nécessaire pour la zone humide située près de WEC 6, une demande de permis WAWA sera alors soumise.
- Les perturbations sur les terres humides et les limites du drainage seront minimisées dans la mesure du possible.
- Dans la mesure du possible, la construction dans les zones humides sera programmée dans des conditions de sol sec ou gelé si les zones humides ne peuvent être évitées.
- L'emplacement et la construction du projet ont été planifiés de manière à éviter autant que possible les zones écologiquement sensibles, y compris les zones humides.

VÉGÉTATION ET HABITAT FAUNIQUE

- La localisation et la construction du projet ont été planifiées de manière à éviter les zones écologiquement sensibles (par exemple, les habitats fauniques essentiels, les espèces de plantes répertoriées, les zones humides).
- Le projet sera situé le plus possible sur les routes existantes et les zones perturbées, ce qui réduira au minimum la nécessité de perturber les nouvelles routes et les zones perturbées.
- Les zones perturbées qui ne sont pas nécessaires à l'exploitation du projet seront revégétalisées avec un mélange approuvé et sans mauvaises herbes, dès que possible après la construction.

LA FAUNE EN GÉNÉRAL

- Il sera demandé au personnel du projet de garder un espace de travail propre et de ne pas harceler les animaux rencontrés.
- Le cas échéant, les conducteurs tenus d'être au courant de l'état de la faune et des limites de vitesse lente, seront mis en application dans le cadre du projet.
- L'équipement et les véhicules cèderont la place à la faune.
- Les déchets alimentaires seront collectés dans des récipients appropriés limitant l'attraction ou l'impact aux animaux.
- Les détritiques et l'alimentation des animaux sauvages seront interdits.
- Les activités de construction suivront les directives de restriction d'activités et les distances de retrait pour la faune

LES ESPÈCES DONT LA CONSERVATION EST PRÉOCCUPANTE

- La localisation et la construction du projet ont été planifiées pour éviter les zones écologiquement sensibles (par exemple, les habitats fauniques essentiels, les espèces végétales répertoriées, les zones humides, les plans d'eau et les cours d'eau, les espèces fauniques sensibles).
- Dans la mesure du possible, les travaux de construction se dérouleront pendant les périodes les moins sensibles aux espèces, sauvages, aux oiseaux, aux chauves-souris et aux OSC.
- Si vous rencontrez un SOCC de plante imprévu, des mesures d'atténuation appropriées seront appliquées avant les autres activités de construction.
- Si l'on rencontre un SOCC faunique qui n'était pas prévu, des mesures d'atténuation appropriées seront appliquées avant d'entreprendre d'autres activités de construction.

OISEAUX ET CHAUVES-SOURIS

- Les études sur les oiseaux et les chauves-souris sont en cours d'achèvement pour le projet et les rapports correspondants seront soumis à une date ultérieure.
- Si possible, le défrichage de la végétation sera terminé en dehors de la saison de reproduction et de nidification des oiseaux (c.-à-d. d'avril à août) et en dehors de la période de vèlage et de reproduction des chauves-souris (c.-à-d de mai à août). Si le retrait de la végétation est proposé pendant ces périodes, un relevé préalable à la construction et un plan d'atténuation seraient nécessaires afin d'éviter les dommages causés par inadvertance, la mort, la perturbation ou la destruction d'oiseaux migrateurs, de nids et d'œufs et la perturbation des sites de repos maternels des chauves-souris.
- La localisation et la construction du projet ont été planifiées pour éviter les zones écologiquement sensibles (par exemple, l'habitat essentiel, les espèces végétales inscrites, les zones humides, les plans d'eau et les cours d'eau, les espèces fauniques sensibles).
- Dans la mesure du possible, les travaux de construction se dérouleront pendant les périodes où la sensibilité aux oiseaux et aux chauves-souris est la plus faible.
- Les lignes de transport d'électricité éviteront autant que possible de se déplacer au-dessus de toute zone d'habitat très fréquenté, les zones humides et les plans d'eau. Si ces zones sont inévitables et que le risque de collision est élevé, des dispositifs d'atténuation des collisions (p. ex. des dérivateurs d'oiseaux) seront installés dans ces zones et le long de celles-ci.
- Comme le brouillard empêche les oiseaux d'éviter les collisions avec les obstacles, les WEF peuvent cesser de fonctionner dans le brouillard pendant les périodes de migration des oiseaux et des chauves-souris dans la zone du projet.
- Le projet sera conforme aux exigences en matière d'éclairage et de marquage spécifiées par Transports Canada.
- Avant le démantèlement d'un bâtiment ou d'une autre installation, une inspection sera effectuée pour déterminer l'utilisation comme nichoir ou comme un site de perchoir par les chauves-souris. Si nécessaire, des mesures de protection seront prises pour éviter toute perturbation de la survie des chauves-souris.
- Un programme de surveillance post-construction pour les oiseaux et les chauves-souris sera mis en œuvre. S'il s'avère que le projet cause une mortalité importante lors de la surveillance post-construction, des mesures d'atténuation supplémentaires seront évaluées.

L'AVIATION

- Des consultations avec des organismes fédéraux, dont NAV Canada, Transports Canada et le MDN, ont été menées à bien pour le projet.
- Le projet sera conforme aux exigences en matière d'éclairage et de marquage spécifiées par Transports Canada.

DYNAMITAGE

- Si le dynamitage est nécessaire pour la construction, un plan de dynamitage détaillé sera élaboré pour le projet et décrira le type d'explosifs utilisés et la méthode de détonation et suivra les lignes directrices sur la restriction des activités.

BRUIT

- Une évaluation de l'impact du bruit est en cours de réalisation pour le projet et sera soumise à une date ultérieure.
- Le projet sera conforme aux règlements municipaux, locaux et régionaux en vigueur et aux exigences réglementaires.

- Les travaux auront lieu pendant les heures de la journée.
- Les machines seront maintenues en bon état de fonctionnement et conformes aux exigences provinciales et fédérales applicables
- L'équipement lourd sera équipé de silencieux pour atténuer le bruit.
- Les travaux seront conduits de manière respectueuse en utilisant les notifications et les communications nécessaires par rapport aux augmentations de bruit temporaires et intermittentes durant les travaux du projet.

GESTION DES DÉCHETS

- Les matières recyclables et les déchets dangereux seront entreposés sur place to dans des contenants appropriés pour prévenir l'exposition et expédiés hors site vers une installation approuvée.
- Tous les déchets, ordures et autres débris générés par le projet seront ramassés et transportés vers des sites d'élimination approuvés ou des installations.

ACCIDENTS ET ÉVÉNEMENTS NON PRÉVUS

- Un plan d'urgence en cas de déversement de carburant et/ou de matières dangereuses sera élaboré .
- Les marchandises dangereuses seront entreposées, manipulées et transportées conformément à la *Loi sur l'assainissement de l'environnement du Nouveau-Brunswick* et à la *Loi sur le transport des marchandises dangereuses*.
- Des trousse de nettoyage des déversements de taille appropriée seront disponibles sur place pour les travaux de nettoyage.
- Toutes les activités sur le chantier seront menées de manière à minimiser les risques de déversements ou de fuites, y compris l'inspection et la maintenance régulières de la machinerie et de l'équipement, et la fourniture de structures de confinement des déversements pour le stockage de carburant et d'huile sur place, si nécessaire.
- Aucun ravitaillement en carburant et entretien de l'équipement ne seront effectués à moins de 50 m d'un cours d'eau ou d'un milieu humide.
- En cas de déversement, le plan d'urgence en cas de déversement de carburant ou de matières dangereuses sera suivi.

LE TRAFIC

- Une signalisation appropriée sera installée et le personnel de direction de la circulation sera utilisé là où est requis.
- De bonnes pratiques d'entretien seront utilisées et maintenues pendant toute la durée des activités du projet .
- Un programme de gestion de la circulation sera élaboré pour le projet et comprendra un calendrier détaillé, détaillant le volume, le calendrier et la densité du trafic des travaux .
- Les activités du projet respecteront les réglementations en vigueur sur la circulation locale et provinciale.
- Si nécessaire, les cônes de route peuvent être placés dans les zones désignées et les panneaux d'avertissement placés sur les routes
- Les poids lourds n'arriveront ou ne quitteront le projet qu'entre les heures convenues.
- Pendant la construction, la voie de circulation approuvée sera gardée libre de boue de débris résultant de la construction et de l'exploitation du projet.
- Un système de nettoyage des roues sera fourni sur la route d'accès interne afin d'enlever les débris des véhicules avant leur départ du site .
- Les débris trouvés sur les routes locales seront enlevés régulièrement à l'aide de brosses et de balayeuses aspirantes .

L'ÉCONOMIE LOCALE

- Les communautés locales bénéficieront du développement, de la construction et de l'exploitation du projet, comme indiqué aux sections 3.3.2 et 7.2.3.
- Les milieux d'affaire et les organisations syndicales locales et régionales seront informées des possibilités découlant de la construction, de l'exploitation et de l'entretien du projet.

UTILISATION DES TERRES

- Un engagement précoce avec les Premières nations et tous les intervenants potentiels a été réalisé pour le projet et se poursuivra pendant la durée du projet.
- Si une découverte liée à l'utilisation des terres a lieu pendant, le projet, les activités cesseront dans la région immédiate et, s'il y a lieu, les organismes de réglementation compétents seront contactés.
- Les zones perturbées seront remodelées et reconstituées selon un profil stable afin de permettre les utilisations des terres existantes.

PATRIMOINE ET RESSOURCES ARCHEOLOGIQUES

- Une EIDH est en cours d'achèvement pour le projet et sera soumise à une date ultérieure. Toute mesure d'atténuation requise pour les ressources patrimoniales et archéologiques sera incluse dans le rapport final.
- En cas de découverte accidentelle de ressources patrimoniales et/ou de matériel archéologique, ASNB en sera informé et tout protocole ASNB relatif à la découverte accidentelle sera suivi

9 CONTRÔLE DU SUIVI

9.1 ENQUÊTE SUR L'APRÈS-CONSTRUCTION

Les zones perturbées par la construction du projet feront l'objet d'une inspection périodique une fois les travaux terminés afin d'évaluer la réussite des efforts de remise en état déployés pendant le projet et pour évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation appliquées (par exemple, le contrôle de l'érosion). Ceci déterminera la nécessité de tout travail immédiat de restauration ou de suivi (par exemple, un contrôle supplémentaire de l'érosion dans les zones instables). Si des travaux supplémentaires sont nécessaires, une inspection supplémentaire peut être requise.

9.2 PLAN DE SURVEILLANCE POST-CONSTRUCTION DES OISEAUX ET DES CHAUVES-SOURIS

Un plan de surveillance après la construction devrait être requis pour le projet. Ce plan sera préparé pour le projet conformément aux Lignes directrices de l'Étude sur la mortalité des chauves-souris et des oiseaux après la construction pour l'aménagement de parcs éoliens au Nouveau-Brunswick (ERD, 2011) et aux protocoles recommandés pour la surveillance des impacts des éoliennes sur les oiseaux (SCF, 2007). Des consultations avec l'Environnement et les gouvernements locaux et le Service canadien de la faune seront menées à bien dans le cadre de l'élaboration du plan. Le plan de surveillance après la construction sera soumis à l'examen de la Direction de la pêche et de la faune sauvage et du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux avant la mise en œuvre du programme de surveillance. Le cas échéant, le plan sera conçu pour collecter des informations afin de réduire l'incertitude dans les prévisions des effets, ainsi que pour informer et orienter les mesures d'atténuation pour le projet. La surveillance après la construction commencera avec le début de l'exploitation du projet et sera achevée pendant au moins deux ans. Il est entendu que le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux a la possibilité d'étendre la période de surveillance post-construction pour les exploitants en fonction des résultats de l'enquête.

La surveillance post-construction des chauves-souris comprendra, sans toutefois s'y limiter, des enquêtes sur la mortalité, des essais d'élimination des carcasses et des essais d'efficacité des chercheurs, et sera combinée aux études requises sur la mortalité des oiseaux post-construction. La surveillance des chauves-souris après la construction comprendra, sans toutefois s'y limiter, des enquêtes sur la mortalité, des essais d'enlèvement des carcasses et des essais d'efficacité des chercheurs et sera combinée aux études obligatoires sur la mortalité des oiseaux après la construction. S'il s'avère que le projet cause une mortalité significative chez les oiseaux et les chauves-souris ou provoque des effets d'obstacle ou d'exclusion lors de la surveillance de l'après-construction, des mesures d'atténuation supplémentaires peuvent être nécessaires et, après consultation avec le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux et le Service canadien de la faune, le programme de surveillance peut être prolongé en fonction des besoins déterminés.

10 BIBLIOGRAPHIE

- ACCDC (2018). Rapport de données 6083 : Anse-Bleue, NB. Préparé le 14 mai 2018 par J. Churchill, Gestionnaire de données.
- Agence (1994). Guide des autorités responsables. Périmètre : Gouvernement du Canada.
- Agence (2015). Déterminer si un projet désigné est susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants en vertu de la loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012). Périmètre : gouvernement du Canada.
- CanSIS (2012). Rapports d'étude du sol pour le Nouveau-Brunswick. Disponible à l'adresse suivante : <http://sis.agr.gc.ca/cansis/publications/surveys/nb/index.html>. Accédé en juillet 2019.
- CWS (2007). Protocoles recommandés pour la surveillance des impacts d'éoliennes sur les oiseaux
- ECCC (1990). Les climats du Canada. Gouvernement du Canada. 181 pp
- Environnement et gouvernement local (2019). Système de rapports de forage en ligne. Disponible sur l'adresse : <https://www.elgegl.gnb.ca/0375-0001/index.aspx>. Consulté en juillet 2019.
- Environnement et Gouvernements locaux, 2018. Guide d'évaluation des répercussions environnementales au Nouveau-Brunswick. Janvier 2018. Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux. Available sur : <https://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/env/pdf/EIA-EIE/GuideEnvironmentalImpactAssessment.pdf>. Accédé en juillet 2019.
- ERD (2011). Lignes directrices pour l'évaluation de la mortalité des chauves-souris et des oiseaux après la construction pour l'aménagement de parcs éoliens au Nouveau-Brunswick. Disponible sur : <http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/nr-rn/pdf/en/Wildlife/WindPower-PostConstructionBatAndBirdMortalitySurveyGuidelinesForWindFarmDevelopment.pdf>. Accédé en avril 2018.
- GNB (2019). Fish 2019. Disponible sur l'adresse : <https://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/nr-rn/pdf/fr/Fish/Fish.pdf>. Consulté en juillet 2019.
- Gouvernement du Canada (2019a). Normales climatiques 1981-2010 Données des stations, Bertrand Nouveau Brunswick. Disponible sur l'adresse suivante : http://climate.weather.gc.ca/climate_normals/results_1981_2010_f.html?stnID=6175&autofwd=1#wb-info. Accédé en juillet 2019.
- Gouvernement du Canada (2019b). Normales climatiques au Canada, Données de la station 1981-2010, Haut-Shippagan, Nouveau-Brunswick. Disponible sur l'adresse suivante: http://climate.weather.gc.ca/climate_normals/results_1981_2010_f.html?stnID=6175&autofwd=1. Accédé en juillet 2019.
- Gouvernement du Canada (2019c). Normales climatiques du Canada, 1981-2010, Station Data, Bathurst A, Nouveau-Brunswick. Disponible sur : http://climate.weather.gc.ca/climate_normals/results_1981_2010_e.html?searchType=stnProv&lstProvince=NB&wbdisable=true&txtCentralLatMin=0&txtCentralLatSec=0&txtCentralLongMin=0&txtCentralLongSec=0&stnID=6916&dispBack=0. Accédé en juillet 2019.
- NBDNR (2007). Notre patrimoine paysager. Disponible sur : <https://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/nr-rn/pdf/en/ForestsCrownLands/ProtectedNaturalAreas/OurLandscapeHeritage/Chapter12-e.pdf>. Consulté en juillet 2019.
- Robinchard, B. et J. Mullock (2001). La météo du Canada atlantique et de l'est du Québec, prévision graphique pour la région 34. NavCanada, Ottawa, Ontario. Disponible sur : <http://www.navcanada.ca/EN/media/Publications/Local%20Area%20Weather%20Manuals/LAWM-Atlantic-EN.pdf> Accédé en juillet 2019.

UNE

ÉOLIENNE

FICHE

TECHNIQUE

DU MODÈLE

Technical Description

**ENERCON Wind Energy Converter
E-126 EP3**

Subject to technical change without prior notice.

Publisher ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Germany
 Phone: +49 4941 927-0 ▪ Fax: +49 4941 927-109
 E-mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de
 Managing Directors: Hans-Dieter Kettwig, Simon-Hermann Wobben
 Local court: Aurich ▪ Company registration number: HRB 411
 VAT ID no.: DE 181 977 360

Copyright notice The entire content of this document is protected by copyright and – with regard to other intellectual property rights – international laws and treaties. ENERCON GmbH holds the rights in the content of this document unless another rights holder is expressly identified or obviously recognisable.

ENERCON GmbH grants the user the right to make copies and duplicates of this document for informational purposes for its own intra-corporate use; making this document available does not grant the user any further right of use. Any other duplication, modification, dissemination, publication, circulation, surrender to third parties and/or utilisation of the contents of this document – also in part – shall require the express prior written consent of ENERCON GmbH unless any of the above is permitted by mandatory legislation.

The user is prohibited from registering any industrial property rights in the know-how reproduced in this document, or for parts thereof.

If and to the extent that ENERCON GmbH does not hold the rights in the content of this document, the user shall adhere to the relevant rights holder’s terms of use.

Registered trademarks Any trademarks mentioned in this document are intellectual property of the respective registered trademark holders; the stipulations of the applicable trademark law are valid without restriction.

Reservation of right of modification ENERCON GmbH reserves the right to change, improve and expand this document and the subject matter described herein at any time without prior notice, unless contractual agreements or legal requirements provide otherwise.

Document details

Document ID	D0617713-1
Note	Original document. Source document of this translation: D0612033-1/2017-07-26

Date	Language	DCC	Plant/department
2017-08-03	en	DA	WRD Management Support GmbH / Documentation Department

Subject to technical change without prior notice.

Table of contents

1	Overview of ENERCON E-126 EP3	1
2	ENERCON wind energy converter concept.....	2
3	E-126 EP3 components.....	3
3.1	Nacelle.....	3
3.2	Rotor blades	4
3.3	Tower.....	4
4	Grid Management System	6
5	Safety system	9
5.1	Safety equipment.....	9
5.2	Sensor system	9
6	Control system.....	12
6.1	Yaw system	12
6.2	Pitch control	12
6.3	WEC start	13
6.3.1	Start lead-up.....	13
6.3.2	Wind measurement and nacelle alignment	13
6.3.3	Generator excitation	14
6.3.4	Power feed	14
6.4	Operating modes	15
6.4.1	Full load operation.....	15
6.4.2	Partial load operation	16
6.4.3	Idle mode.....	16
6.5	Safe stopping of the wind energy converter	17
7	Remote monitoring	18
8	Maintenance	19
9	Technical specifications E-126 EP3 3.5 MW	20

Subject to technical change without prior notice.

1 Overview of ENERCON E-126 EP3

The ENERCON E-126 EP3 wind energy converter is a direct-drive wind energy converter with a three-bladed rotor, active pitch control, variable speed operation and a nominal power output of 3500 kW. It has a rotor diameter of 127 m and can be supplied with hub heights of 86 m, 116 m and 135 m.



Fig. 1: Overall view

2 ENERCON wind energy converter concept

Gearless

The E-126 EP3 drive system comprises very few rotating components. The rotor hub and the rotor of the annular generator are directly interconnected to form one solid unit. This reduces the mechanical strain and increases technical service life. Maintenance and service costs are reduced (fewer wearing parts, no gear oil change, etc.) and operating expenses are also minimised. Since there are no gears or other fast rotating parts, the energy loss between generator and rotor as well as noise emissions are considerably reduced.

Active pitch control

Each of the 3 rotor blades is equipped with a pitch unit. Each pitch unit consists of an electrical drive, a control system, and a dedicated emergency power supply. The pitch control drive for each rotor blade consists of two direct-current compositely excited motors with a gear. The pitch units limit the rotor speed and the amount of power extracted from the wind. This way, the maximum output of the E-126 EP3 can be accurately limited to nominal power, even at short notice. By pitching the rotor blades into the feathered position, the rotor is stopped without any strain on the drive train caused by the application of a mechanical brake.

Indirect grid connection

The power produced by the annular generator is fed into the distribution or transport grid via the ENERCON grid feed system. The ENERCON grid feed system, which consists of a rectifier, a DC link and a modular inverter system, ensures maximum energy yield with excellent power quality. The electrical properties of the annular generator are therefore irrelevant to the behaviour of the wind energy converter in the distribution or transport grid. Rotational speed, excitation, output voltage and output frequency of the annular generator may vary depending on the wind speed. This way, the energy contained in the wind can be optimally exploited even in the partial load range.

3 E-126 EP3 components

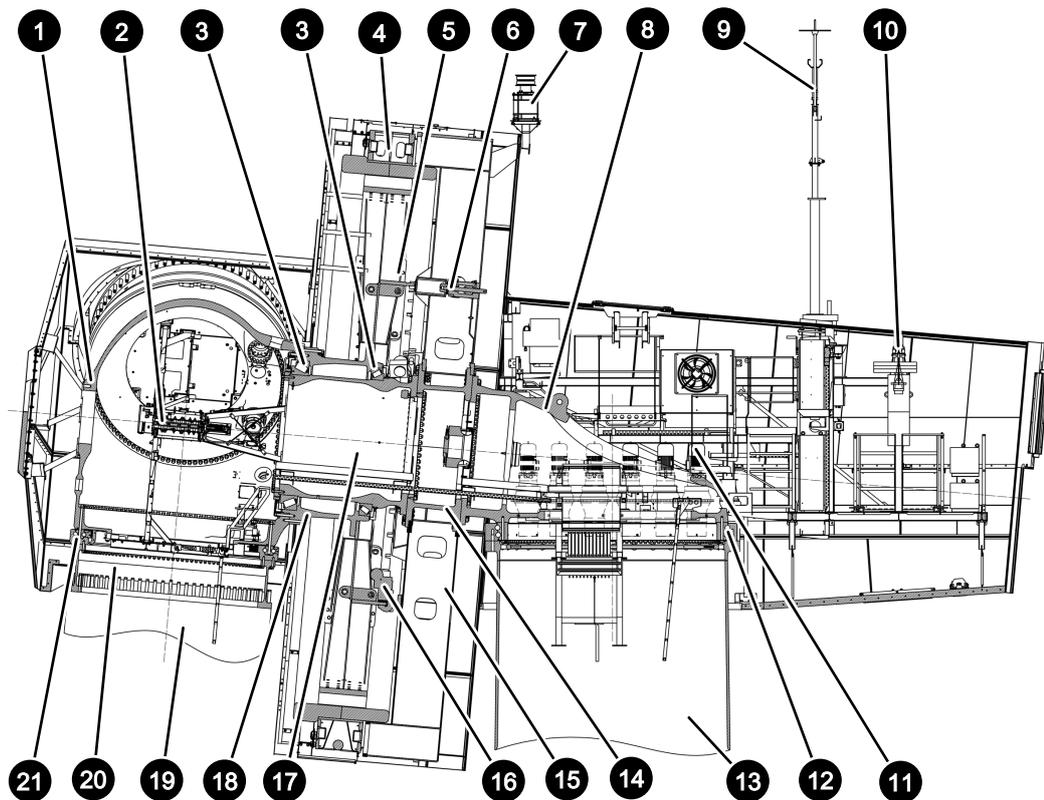


Fig. 2: Sectional view of nacelle

1	Hub	2	Slip ring unit
3	Rotor bearing	4	Generator stator
5	Generator rotor	6	Rotor lock
7	Beacon system (optional)	8	Main carrier
9	Wind measuring unit with lightning rods	10	Winch
11	Yaw drive	12	Yaw bearing
13	Tower	14	Stator support star
15	Jib	16	Rotor brake
17	Axle pin	18	Rotor support
19	Rotor blade	20	Blade adapter
21	Blade flange bearing		

3.1 Nacelle

The hub rotates around the fixed axle pin on 2 rotor bearings. Among other components, the rotor blades and the generator rotor are attached to the hub. The slip ring unit is located at the tip of the axle pin. It transmits electrical energy and data between the stationary and the rotating parts of the nacelle via sliding contacts.

The stator support with its 6 jibs is the load-bearing element of the fixed generator stator. The stator support star permanently connects the stator support to the main carrier. Mounted on the ends of the jibs is the stator ring that is fitted with the aluminium windings in which electric current is induced.

The main carrier is the central load-bearing element of the nacelle. All rotor and generator components are attached to it either directly or indirectly. The main carrier rotates on the tower head by means of the yaw bearing. The entire nacelle can be rotated by the yaw drives so that the rotor is always optimally aligned with the wind.

The nacelle casing is made of aluminium. It consists of multiple sections and is attached to the generator stator, the frame (in the machine house) and the hub (in the rotor area) by means of extruded profiles.

3.2 Rotor blades

The rotor blades made of glass-fibre reinforced plastic (GRP; glass fibre and epoxy resin), balsa wood and foam have a major influence on the wind energy converter's yield and its noise emission. The rotor blade is manufactured using half shells and the vacuum infusion method. The shape and profile of the E-126 EP3 rotor blades were designed with the following criteria in mind:

- High power coefficient
- Long service life
- Low noise emissions
- Low mechanical strain
- Efficient use of material

The rotor blades of the E-126 EP3 were specially designed to operate with variable pitch control and at variable speeds. The polyurethane based surface coating protects the rotor blades from environmental impacts such as UV radiation and erosion. This coating is visco-hard and highly resistant to abrasion.

Microprocessor-controlled pitch units that are independent of one another adjust each of the three rotor blades. Two blade angle measurements in each rotor blade constantly monitor the set blade angle and ensure blade angle synchronisation across all three blades. This enables quick, precise adjustment of blade angles according to the prevailing wind conditions.

Optionally, and in some cases as standard, the rotor blades have a serrated profile in part of the trailing edge. This trailing edge serration (TES) reduces the turbulence on the trailing edge and thus lowers the sound emission of the WEC.

Vortex generators are mounted on the inside of the rotor blades on the suction face. The vortex generators delay the breakaway of the boundary layer flow from the rotor blade surface. Thus the aerodynamic properties of the WEC are less sensitive to temporary surface changes and wind conditions. The power of the WEC increases and the noise emissions decrease.

3.3 Tower

The tower of the E-126 EP3 wind energy converter is either a steel tower or a hybrid tower made of precast concrete segments and a steel section.

All towers are painted and equipped with weather and corrosion protection at the factory.

This means that no work is required in this regard after assembly except for repairing any defects or transport damage. By default, the paintwork on the bottom of the tower has a graded colour scheme (can be omitted if desired).

Steel towers are steel tubes that taper linearly towards the top. They are pre-fabricated and consist of a small number of large sections. Flanges with drill holes for bolting are welded to the ends of the sections.

The tower sections are simply stacked on top of each other and bolted together at the installation site. They are linked to the foundation by means of a bolt cage.

The hybrid tower is assembled from the precast concrete elements at the installation site. As a rule, segments are dry-stacked; however, a compensatory grout layer can be applied. Vertical joints are bolted. As a final step, the top steel section is placed on the tower and bolted.

Towers are prestressed vertically by means of prestressing steel tendons. The prestressing tendons run vertically either through ducts in the concrete elements or externally along the interior tower wall. They are anchored to the foundation.

For technical and economic reasons, the slender top part of the hybrid tower is made of steel. It is not possible, for example, to install the yaw bearing directly on the concrete elements and the considerably thinner wall of the steel section provides for more space in the tower interior.

4 Grid Management System

Annular generator and energy flow

The E-126 EP3 is equipped with a multi-polar, separately excited synchronous generator (annular generator). The wind energy converter operates at variable speeds in order to fully exploit the wind energy potential at all wind speeds. The magnetic field generated by the excitation current in the generator rotor induces an alternating current with varying voltage, frequency and amplitude in the generator stator.

The stator windings form 4 3-phase alternating current systems that are independent of each other. These 4 alternating current systems are rectified separately in the nacelle. The DC voltage systems are connected to the power cabinets via the tower cables. After it has been converted to three-phase current whose voltage, frequency and phase position conform to the grid, the current is transmitted to the medium-voltage transformer via a busbar system and adjusted to the voltage level (e.g. 20 kV) of the utility company's grid. Consequently, the annular generator is not directly connected to the receiving power grid of the utility company; instead, it is completely decoupled from the grid by the ENERCON grid feed system.

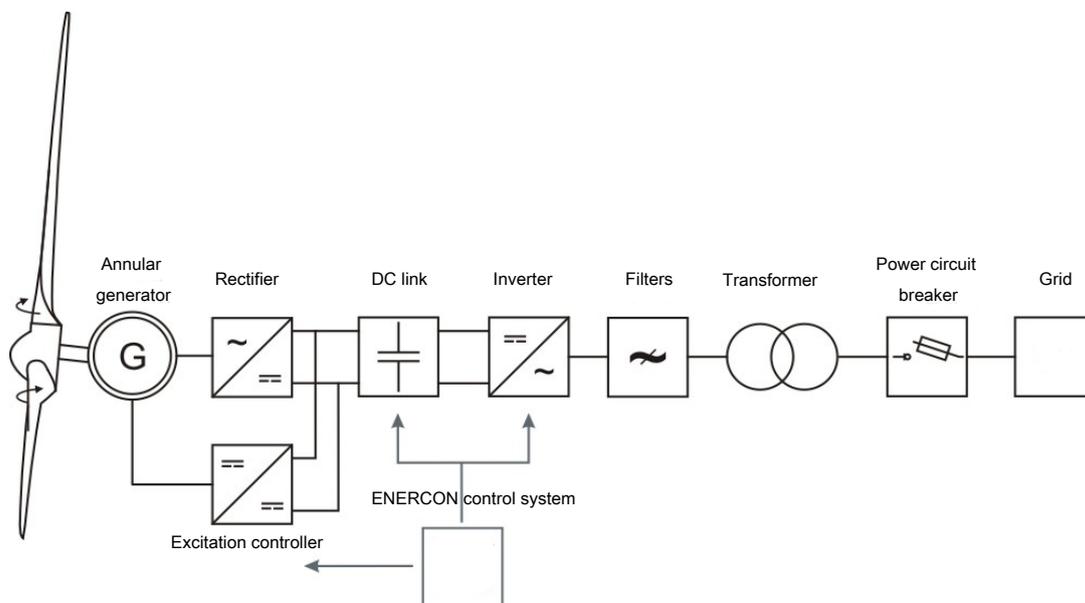


Fig. 3: Simplified electric diagram of an ENERCON wind energy converter

Decoupling the annular generator from the grid guarantees ideal power transmission conditions. Sudden changes in wind speed are translated into controlled change in order to maintain stable grid feed. Conversely, possible grid faults have virtually no effect on the mechanics of the wind energy converter. The power injected by the E-126 EP3 can be precisely regulated from 0 kW to 3500 kW.

In general, the features required for a specific wind energy converter or wind farm to be connected to the receiving power grid are predefined by the operator of that grid. To meet different requirements, ENERCON wind energy converters are available with different configurations.

The inverter system in the tower base is dimensioned according to the particular configuration of the wind energy converter. As a rule, a transformer inside or near the wind energy converter converts 400 V low voltage to the desired medium voltage.

FACTS

If necessary, an E-126 EP3 equipped with standard FACTS (Flexible AC Transmission System) control can supply reactive power in order to contribute to reactive power balance and to maintaining voltage levels in the grid. The maximum reactive power range is available at an output as low as 10 % of the nominal active power. The maximum reactive power range varies, depending on the configuration of the wind energy converter.

FT configuration

FACTS Transmission (FRT)

By default, the E-126 EP3 comes equipped with FACTS technology that meets the stringent requirements of specific grid codes. It is able to ride through grid faults (under-voltage, overvoltage, automatic reclosing, etc.) of up to 5 seconds (FT = FACTS + FRT [Fault Ride Through]) and to remain connected to the grid during these faults.

If the voltage measured at the reference point exceeds a defined limit value, the ENERCON wind energy converter changes from normal operation to a specific fault operating mode.

Once the fault has been cleared, the wind energy converter returns to normal operation and feeds the available power into the grid. If the voltage does not return to the operating range admissible for normal operation within an adjustable time frame (5 seconds max.), the wind energy converter is disconnected from the grid.

While the system is riding through a grid fault, various fault modes using different grid feed strategies are available, including feeding in additional reactive current in the event of a fault. The control strategies include different options for setting fault types.

Selection of a suitable control strategy depends on specific grid code and project requirements that must be confirmed by the particular grid operator.

FTS configuration

FACTS Transmission (FRT) with STATCOM option

Same as FT configuration; however, the STATCOM (**Static Compensator**) option additionally enables the wind energy converter to output and absorb reactive power regardless of whether it generates and feeds active power into the grid. It is thus able to actively support the power grid at any time, similar to a power plant. STATCOM includes a special electrical cabinet that is typically installed close to the transformer. Whether or not this configuration can be used needs to be determined on a project-specific basis.

FTQ configuration

FACTS Transmission (FRT) with Q+ option

The FTQ configuration comprises all features of the FT configuration. In addition, it has an extended reactive power range.

FTQS configuration

FACTS Transmission (FRT) with Q+ and STATCOM options

The FTQS configuration comprises all features of the FTQ and FTS configurations.

Frequency protection

ENERCON wind energy converters can be used in grids with a nominal frequency of 50 Hz or 60 Hz.

The range of operation of the E-126 EP3 is defined by a lower and upper frequency limit value. Overfrequency and underfrequency events at the reference point of the wind energy converter trigger frequency protection and cause the wind energy converter to shut down after the maximum delay time of 60 seconds has elapsed.

Power-frequency control

If temporary overfrequency occurs as a result of a grid fault, ENERCON wind energy converters can reduce their power feed dynamically to contribute to restoring the balance between the generating and transmission networks.

As a pre-emptive measure, the active power feed of ENERCON wind energy converters can be limited during normal operation. During an underfrequency event, the power reserved by this limitation is made available to stabilise the frequency. The characteristics of this control system can be easily adapted to different specifications.

5 Safety system

The E-126 EP3 comes with a large number of safety features whose purpose is to permanently keep the wind energy converter inside a safe operating range. In addition to components that ensure safe stopping of the wind energy converter, these include a complex sensor system. It continuously captures all relevant operating states of the wind energy converter and makes the relevant information available through the ENERCON SCADA remote monitoring system.

If any safety-relevant operating parameters are out of the permitted range, the wind energy converter continues running at limited power, or is stopped.

5.1 Safety equipment

Emergency stop button

In an ENERCON wind energy converter there are emergency stop buttons in the vicinity of the tower door, on the control cabinet in the tower base, on the nacelle control cabinet and, if required, on further levels of the E-module. Actuating an emergency stop button at the tower base activates emergency pitching of the rotor blades. This brakes the rotor aerodynamically. Actuating an emergency stop button in the nacelle activates the rotor brake in addition to emergency pitching. This stops the rotor as quickly as possible.

The following are still supplied with power:

- Rotor brake
- Beacon system components
- Lighting
- Sockets

Main switch

In an ENERCON wind energy converter, main switches are installed on the control cabinet and the nacelle control cabinet. When actuated, they de-energise virtually the entire wind energy converter.

The following are still supplied with power:

- Beacon system components
- Service hoist
- Sockets
- Lighting
- Medium-voltage area

5.2 Sensor system

A large number of sensors continuously monitor the current status of the wind energy converter and the relevant ambient parameters (e.g. rotor speed, temperature, blade load, etc.). The control system analyses the signals and regulates the wind energy converter such that the wind energy available at any given time is always optimally exploited and at the same time operating safety is ensured.

Redundant sensors

To be able to check plausibility by comparing the reported values, redundant sensors are installed for some operating states. This applies to temperature measurement in the generator, wind speed measurement or measuring the current rotor blade angle. Defective sensors are reliably detected and can be repaired or replaced by activating spare sensors. This way, the wind energy converter can safely continue its operation without having to replace major components.

Sensor checks

Proper functioning of all sensors is either regularly checked by the WEC control system itself during normal WEC operation or, where this is not possible, in the course of WEC maintenance work.

Speed monitoring

The control system of the ENERCON wind energy converter regulates the rotor speed by adjusting the blade angle such that the speed does not significantly exceed rated speed even during very high winds. However, pitch control may not be able to react quickly enough to sudden events such as strong gusts of wind or a sudden drop of the generator load. If nominal speed is exceeded by more than 15 %, the control system stops the rotor. After 3 minutes, the wind energy converter automatically attempts to restart. If this fault occurs more than five times within a 24 hour period, a defect is assumed. No further restarts are attempted.

In addition to the electronic monitoring system there are 3 electromechanical overspeed switches in the rotor head. They are spaced evenly along the circumference of the rotor. Each of these switches can stop the wind energy converter by means of emergency pitching. The switches respond if the rotor speed exceeds the nominal speed by more than 25 %. To enable the wind energy converter to restart, the overspeed switches must be re-set manually after the cause of the overspeed has been identified and eliminated.

Air gap monitoring

Microswitches distributed along the rotor circumference monitor the width of the air gap between the rotor and the stator of the annular generator. If any of the switches are triggered because the distance has dropped below the minimum distance, the wind energy converter stops and restarts automatically after a brief delay.

If the fault recurs within 24 hours, the wind energy converter remains stopped until the cause has been eliminated.

Oscillation monitoring

Oscillation monitoring detects excessive oscillation or excursion of the wind energy converter tower top. Sensors detect the acceleration of the nacelle along the direction of the hub axis (longitudinal oscillation) and perpendicular to this axis (transverse oscillation). The control system uses this input to calculate the tower excursion compared to its idle position.

In addition, excessive vibrations and shocks such as those that may occur e.g. in the event of a fault in the rectifier are detected by an integrated oscillation monitoring function. If the oscillations or excursion exceed the permissible limit, the wind energy converter stops. It restarts automatically after a short delay. If non-permissible vibrations are detected or if non-permissible tower oscillations occur repeatedly, the wind energy converter stops and does not make any further restart attempts.

Temperature monitoring

Some components in ENERCON wind energy converters are cooled. For this purpose, temperature sensors continuously measure the temperature of the components of the wind energy converter that need to be protected from excessive heat.

In the event of excessive temperatures, the power output of the wind energy converter is reduced. If necessary, the wind energy converter stops. The wind energy converter cools down and generally restarts automatically as soon as the temperature falls below a pre-defined limit.

Some measuring points are equipped with additional overtemperature switches. These also initiate a stop of the wind energy converter once the temperature exceeds a specific limit, in certain cases without an automatic restart after cooling down.

At low temperatures, some assemblies such as the hazard beacon energy storage and the generator are heated in order to keep them operational.

Nacelle-internal noise monitoring

Sensors located in the rotor head respond to loud knocking sounds such as might be caused by loose or defective components. If any of these sensors detect noise and there is nothing to indicate a different cause, the wind energy converter stops.

In order to rule out exterior causes for the noise (mainly the impact of hail during a thunderstorm), the signals from all wind energy converters in a wind farm are matched against each other. For stand-alone WECs, an additional noise sensor in the machine house is used. If the sensors in multiple WECs or the noise sensor in the machine house detect noise simultaneously, an exterior cause is assumed. The noise sensors are deactivated briefly so that none of the wind energy converters in the wind farm stop.

Cable twist monitoring

If the nacelle of the wind energy converter has turned around its own axis more than three times and twisted the cables running down inside the tower, the WEC control system uses the next opportunity to automatically untwist the cables.

The cable twist monitoring feature is equipped with sensors which cut the power supply to the yaw motors if the permitted control range is exceeded.

6 Control system

The E-126 EP3 control system is based on a microprocessor system developed by ENERCON and uses sensors to query all WEC components and collect data such as wind direction and wind speed. Using this information, it adjusts the operating mode of the E-126 EP3 accordingly. The WEC display of the control cabinet in the tower base shows the current status of the wind energy converter and any fault that may have occurred.

6.1 Yaw system

The yaw bearing with an externally geared rim is mounted on top of the tower. The yaw bearing allows the nacelle to rotate, thus providing for yaw control.

If the difference between the wind direction and the rotor axis direction exceeds the maximum permissible value, the yaw drives are activated and adjust the nacelle position according to the wind direction. The yaw motor control system ensures smooth starting and stopping of the yawing motion. The WEC control system monitors the yaw system. If it detects any irregularities it deactivates yaw control and stops the wind energy converter.

6.2 Pitch control

Functional principle

The pitch system modifies the angle of attack, that is the angle at which the air flow meets the blade profile. Changes to the blade angle change the lift at the rotor blade and thus the force with which the rotor blade turns the rotor.

During normal operation (automatic mode) the blade angle is adjusted in a way that ensures optimal exploitation of the energy contained in the wind while avoiding overload of the wind energy converter. Wherever possible, boundary conditions such as noise optimisation are also fulfilled in the process. In addition, blade angle adjustment is used to decelerate the rotor aerodynamically.

If the wind energy converter achieves nominal power output and the wind speed continues to increase, the pitch system turns the rotor blades just far enough out of the wind to keep the rotor speed and the amount of energy extracted from the wind and to be converted by the generator, within or just slightly above the nominal limits.

Design

Each rotor blade is fitted with a pitch unit. The pitch unit consists of a pitch control box, a blade relay box, two pitch motors and a capacitor unit. The pitch control box and the blade relay box control the pitch motors. The capacitor unit stores the energy required for emergency pitching; during WEC operation, it is kept charged and tested continually.

Blade angle

Special rotor blade positions (blade angles) of the E-126 EP3:

- A: 0° Normal position during partial load operation: maximum exploitation of available wind.
- B: $\geq 60^\circ$ Idle mode (wind energy converter does not feed any power into the grid because the wind speed is too low): Depending on the wind speed, the rotor spins at low speed or stands still (if there is no wind at all).
- C: 92° Feathered position (rotor has been stopped manually or automatically): The rotor blades do not generate any lift even in the presence of wind; the rotor stands still or moves very slowly.

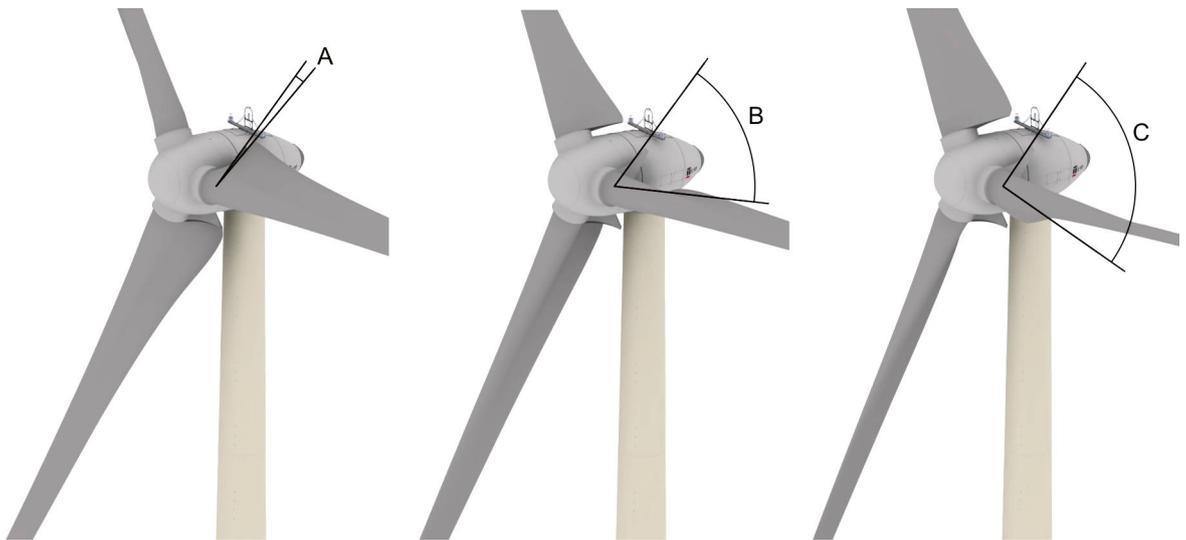


Fig. 4: Special blade positions

6.3 WEC start

6.3.1 Start lead-up

As long as the main status is > 0 , the wind energy converter remains stopped. As soon as the main status changes to 0, the wind energy converter is ready and the start-up procedure is initiated. If certain boundary conditions for start-up, e.g. charging of the capacitor units of the emergency pitching capacitor units, have not yet been fulfilled, status 0:3 - Start lead-up is displayed.

During start lead-up, a wind measurement and alignment phase of 150 seconds begins.

6.3.2 Wind measurement and nacelle alignment

After completing start lead-up, status 0:2 - Turbine operational is displayed.

If the control system is in automatic mode, the average wind speed is above 1.8 m/s and the wind direction deviation is sufficient for yawing, the wind energy converter starts alignment with the prevailing wind direction. 60 seconds after completing start lead-up the wind energy converter goes into idle mode. The rotor blades are slowly pitched in while a check is performed on the emergency pitching capacitor units.

If the wind energy converter is equipped with load control sensors, the rotor blades stop at an angle of 70° and adjust the load measurement points, which may take several minutes. During this time, status 0:5 - Calibration of load control is displayed.

If the mean wind speed during the wind measurement and alignment phase of 150 seconds is above the current cut-in wind speed (about 2.0 m/s), the start-up procedure is initiated (status 0:1). Otherwise, the wind energy converter remains in idle mode (status 2:1 - Lack of wind : Wind speed too low).

Power consumption

As the wind energy converter is not generating any active power at that moment, the electrical energy consumed by the wind energy converter is taken from the grid.

6.3.3 Generator excitation

Once the rotor reaches a certain rotational speed that depends on the wind turbine type, generator excitation is initiated. The electricity required for this purpose is temporarily taken from the grid. Once the generator reaches a sufficient speed the wind energy converter supplies itself with power. The electricity for self-excitation is then taken from the DC link; the energy taken from the grid is reduced to zero.

6.3.4 Power feed

As soon as the DC link voltage is sufficient and the excitation controller is no longer connected to the grid, power feed is initiated. After the rotational speed has increased due to sufficient wind and with a power setpoint $P_{set} > 0$, the line contactors on the low-voltage side are closed and the E-126 EP3 starts feeding power into the grid at approx. 2.5 rpm.

The number of activated inverters is gradually increased, depending on the number necessary for the power generated by the generator. Power control regulates the excitation current so that power is fed according to the required power curve.

The power increase gradient (dP/dt) after a grid fault or a regular start-up can be defined within a certain range in the control system. For more detailed information, see the *Grid Performance* data sheet for the particular ENERCON wind energy converter type.

6.4 Operating modes

After completion of the E-126 EP3 start-up procedure the wind energy converter switches to automatic mode (normal operation). While in operation, the wind energy converter constantly monitors wind conditions, optimises rotor speed, generator excitation and generator power output, aligns the nacelle position with the wind direction, and records all sensor statuses.

In order to optimise power generation under highly diverse wind conditions when in automatic mode, the wind energy converter changes between 3 operating modes, depending on the wind speed. In certain circumstances the wind energy converter stops if provided for by the configuration of the wind energy converter (e.g. shadow casting). In addition, the utility company into whose grid the generated power is being fed can be given the option to directly intervene in the operation of the wind energy converter by remote control, e.g. for temporary reduction of the power feed.

The E-126 EP3 switches between the following operating modes:

- Full load operation
- Partial load operation
- Idle mode

6.4.1 Full load operation

Wind speed

$v \geq 10.22$ m/s

With wind speeds at and above the rated wind speed, the wind energy converter uses pitch control to maintain rotor speed at the setpoint (approx. 11.8 rpm) and thus limits the power to its nominal value of 3500 kW.

Storm control enabled (normal case)

Storm control enables WEC operation even at very high wind speeds; however, the rotor speed and the power output are reduced.

If wind speeds exceed approx. 24 m/s (12-second average) and keep increasing, the rotational speed will be reduced linearly from 11.8 rpm to idle speed at about 30 m/s by pitching the rotor blades out of the wind accordingly. The power fed into the grid decreases in accordance with the speed/power curve in the process.

At wind speeds above 30 m/s (10-minute average) the rotor blades are almost in the feathered position. The WEC runs in idle mode and without any power output; it does, however, remain connected to the receiving grid. Once the wind speed falls below 30 m/s, the WEC restarts its power feed.

Storm control is enabled by default and can only be deactivated by remote control or on site by ENERCON Service.

Storm control disabled

If, by way of exception, storm control is disabled, the wind energy converter will be stopped for safety reasons if the wind speed exceeds 25 m/s (3-minute average) or 30 m/s (15-second average). If none of the above events occurs within 10 minutes after stopping, the wind energy converter will be restarted automatically.

6.4.2 Partial load operation

Wind speed

$$2.5 \text{ m/s} \leq v < 10.22 \text{ m/s}$$

During partial load operation (i.e., the wind speed is between the cut-in wind speed and the rated wind speed) the maximum possible power is extracted from the wind. Rotor speed and power output are determined by the current wind speed. Pitch control already starts as the WEC approaches full load operation so as to achieve a smooth transition.

6.4.3 Idle mode

Wind speed

$$v < 2.5 \text{ m/s}$$

At wind speeds below 2.5 m/s no power can be fed into the grid. The wind energy converter runs in idle mode, i.e., the rotor blades are turned almost completely out of the wind (blade angle $\geq 60^\circ$) and the rotor turns slowly or stops completely if there is no wind at all.

Slow movement (idling) puts less strain on the rotor bearings than longer periods of complete standstill; in addition, the WEC can resume power generation and power feed more quickly as soon as the wind picks up.

6.5 Safe stopping of the wind energy converter

The ENERCON wind energy converter can be stopped by manual intervention or automatically by the control system.

The causes are divided into groups by risk.

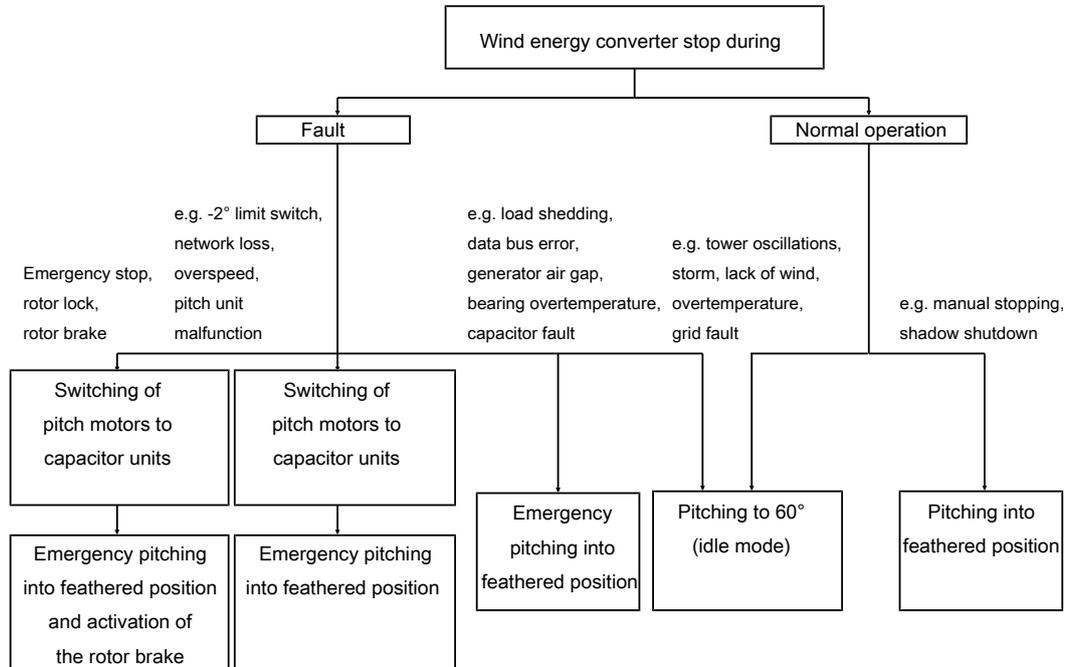


Fig. 5: Overview of shutdown procedures

Stopping the wind energy converter by means of pitch control

In the event of a fault that is not safety-relevant, the wind energy converter control system pitches the rotor blades out of the wind, causing the rotor blades not to generate any lift and bringing the wind energy converter to a safe stop.

Emergency pitching

The pitch unit's energy storage system provides the energy required for emergency pitching. During operation of the wind energy converter, it is kept charged and continually tested. For emergency pitching, the drive units are supplied with power from the corresponding energy storage. The rotor blades move automatically and independently of each other into a position in which they do not generate any lift; this is called the feathered position.

Since the 3 pitch units are interconnected but also operate independently of each other, if one component fails, the remaining pitch units can still function and stop the rotor.

Emergency braking

If a person presses an emergency stop button, or if the rotor lock is used while the rotor is turning, the control system initiates an emergency braking procedure.

This means that in addition to the emergency pitching of the rotor blades, the rotor brake is applied. The rotor is decelerated from rated speed to a standstill within 10 to 15 seconds.

7 Remote monitoring

By default, all ENERCON wind energy converters are equipped with the ENERCON SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) system that connects them to Technical Service Dispatch. Technical Service Dispatch can retrieve each wind energy converter's operating data at any time and instantly respond to any irregularities or malfunctions.

The ENERCON SCADA system also transmits all status messages to Technical Service Dispatch, where they are permanently stored. This ensures that the practical experience gained through the long-term operation of ENERCON wind energy converters is taken into account for their continued development.

Connection of the individual wind energy converters is through a dedicated personal computer (ENERCON SCADA Server), which is typically located in the transmission substation or in the associated substation. There is one ENERCON SCADA Server in every wind farm.

The ENERCON SCADA system, its properties and its operation are described in separate documentation.

At the operator/owner's request, monitoring of the wind energy converters can be performed by a third party.

8 Maintenance

In order to ensure optimum and safe long-term operation of the wind energy converter, maintenance is required at regular intervals.

ENERCON wind energy converters are regularly serviced at least once a year, depending on requirements.

During maintenance, all safety-relevant components and features are inspected, e.g. pitch control, yaw control, safety systems, lightning protection system, anchorage points, and safety ladders. The bolt connections are checked on load-bearing joints (main components). All other components are visually inspected to check for any irregularities or damage. Lubrication systems are refilled.

Maintenance intervals may deviate, depending on regional regulations and standards.

9 Technical specifications E-126 EP3 3.5 MW

General	
Manufacturer	ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Germany
Type designation	E-126 EP3
Nominal power	3500 kW
Hub heights	86 m; 116 m; 135 m
Rotor diameter	127 m
IEC wind class (ed. 3)	IIA
Extreme wind speed at hub height (10-minute mean)	42.5 m/s Corresponds to a load equivalent of approx. 59.5 m/s (3-second gust)
Annual average wind speed at hub height	8.5 m/s

Rotor with pitch control	
Type	Upwind rotor with active pitch control
Rotational direction	Clockwise
Number of rotor blades	3
Rotor blade length	61.09 m
Swept area	12668 m ²
Rotor blade material	GRP/epoxy resin/balsa wood/foam
Lowest power feed speed to nominal speed	4.4 - 11.5 rpm
Tip speed at speed setpoint	Up to 78.5 m/s
Power reduction wind speed	24 - 30 m/s (with optional ENERCON storm control)
Conical angle	2.5°
Rotor axis angle	7°
Pitch control	One independent electrical pitch system per rotor blade with dedicated emergency power supply

Subject to technical change without prior notice.

Drive train with generator	
Wind energy converter concept	Gearless; variable speed; full-scale converter
Hub	Rigid
Storage	2 tapered roller bearings
Generator	Direct-drive ENERCON annular generator
Grid feed	ENERCON inverters with high clock speed and sinusoidal current
IP Code/insulation class	IP 23/F

Brake system	
Aerodynamic brake	Three independent pitch systems with emergency power supply
Rotor brake	Electromechanical
Rotor lock	Latching every 10°

Yaw control	
Type	Electrical with yaw motors
Control system	Active via yaw gears

Control system	
Type	Microprocessor
Grid feed	ENERCON inverter
Remote monitoring system	ENERCON SCADA
Uninterruptible power supply (UPS)	Integrated

Tower variants			
Hub height	Total height	Type	Wind class
86 m	149.5 m	Steel tower with foundation basket	IEC IIA ¹ DIBt WZ4 GK I + II ²
116 m	179.5 m	Hybrid tower	IEC IIA ¹ DIBt WZ3 GK I + II ²
135 m	198.5 m	Hybrid tower	IEC IIA ¹ DIBt WZ3 GK I + II ²

¹Edition 3

²Edition 2012

Subject to technical change without prior notice.

Data Sheet

ENERCON Wind Energy Converter

E-126 EP3 / 3500 kW / FTQ

Grid Performance

Subject to technical change without prior notice.

Publisher

ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Germany
Phone: +49 4941 927-0 ▪ Fax: +49 4941 927-109
E-mail: info@enercon.de ▪ Internet: <http://www.enercon.de>
Managing Directors: Hans-Dieter Kettwig, Simon-Hermann Wobben
Local court: Aurich ▪ Company registration number: HRB 411
VAT ID no.: DE 181 977 360

Copyright notice

The entire content of this document is protected by copyright and – with regard to other intellectual property rights – international laws and treaties. ENERCON GmbH holds the rights in the content of this document unless another rights holder is expressly identified or obviously recognisable.

ENERCON GmbH grants the user the right to make copies and duplicates of this document for informational purposes for its own intra-corporate use; making this document available does not grant the user any further right of use. Any other duplication, modification, dissemination, publication, circulation, surrender to third parties and/or utilisation of the contents of this document – also in part – shall require the express prior written consent of ENERCON GmbH unless any of the above is permitted by mandatory legislation.

The user is prohibited from registering any industrial property rights in the know-how reproduced in this document, or for parts thereof.

If and to the extent that ENERCON GmbH does not hold the rights in the content of this document, the user shall adhere to the relevant rights holder's terms of use.

Registered trademarks

Any trademarks mentioned in this document are intellectual property of the respective registered trademark holders; the stipulations of the applicable trademark law are valid without restriction.

Reservation of right of modification

ENERCON GmbH reserves the right to change, improve and expand this document and the subject matter described herein at any time without prior notice, unless contractual agreements or legal requirements provide otherwise.

Document details

Document ID	D0613050-0		
Note	Original document. Source document of this translation: D0610597-0a/2017-06-21		
Date	Language	DCC	Plant/department
2017-06-26	en	DA	WRD GmbH / Validation

Related documents

The titles of the documents listed are the titles of the original language versions, with translations of these titles in () where applicable. Document IDs always refer to the original language versions. If the document ID does not contain a revision, the most recent revision of the document applies.

Higher-level standards and guidelines

Document ID	Title
IEC 61400-21:2008	Windenergieanlagen - Teil 21: Messung und Bewertung der Netzverträglichkeit von netzgekoppelten Windenergieanlagen (Wind turbines - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines)
IEC 60034-3:2007	Drehende elektrische Maschinen - Teil 3: Besondere Anforderungen an Synchrongeneratoren angetrieben durch Dampfturbinen oder Gasturbinen (Rotating electrical machines - Part 3: Special requirements for synchronous generators powered by steam turbines or gas turbines)

Related documents

Document ID	Title
D0429929	Datenblatt ENERCON Windenergieanlagen Netztechnische Leistungsmerkmale - FACTS 2.0 (Data sheet ENERCON wind energy converters, grid performance - FACTS 2.0)
D0563163	Datenblatt ENERCON Windenergieanlagen Netztechnische Leistungsmerkmale - FACTS 1.1 (Data sheet ENERCON wind energy converters, grid performance - FACTS 1.1)
D0563134	Datenblatt ENERCON Windenergieanlagen Netztechnische Leistungsmerkmale - FACTS 1.0 (Data sheet ENERCON wind energy converters, grid performance - FACTS 1.0)

List of abbreviations

FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System
FRT	Fault Ride Through
FTQ	FACTS Transmission with Q+ option
IEC	International Electrotechnical Commission
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition

Table of contents

1	General information	6
2	Characteristics	7
3	Reactive power range.....	8
4	Active power gradients	11
4.1	Positive active power gradients	11
4.2	Negative active power gradient	12
5	Reference point	13
	List of symbols	14
	Glossary of terms.....	15

Subject to technical change without prior notice.

1 General information

The grid performance and characteristics of the ENERCON wind energy converter are distributed on two document types.

The present wind energy converter-specific document includes the grid performance dependent on wind energy converter type and electrical configuration.

In the corresponding applicable document independent of wind energy converter, the functions and grid performance applicable for all wind energy converters and electrical configurations are documented.

2 Characteristics

All characteristics of the wind energy converter refer to the reference point specified in ch. 5, p. 13. The electrical properties can only be achieved with the corresponding control system.

An excerpt from the power quality measurements according to IEC 61400-21:2008 is available upon request.

Tab. 1: Wind energy converter characteristics

Characteristics		Value
Control system	-	CS101b
Nominal frequency	f_n	50 Hz
		60 Hz
Nominal active power	P_n	3500 kW
Nominal reactive power	Q_n	2300 kvar
Rated apparent power	S_{max}	4200 kVA
Nominal voltage	U_n	400 V
Nominal current	I_n	5052 A
Rated current	I_{max}	6650 A
Maximum initial symmetrical short-circuit current	$I_{k,max}''$	7000 A
Maximum peak symmetrical short-circuit current	$I_{p,max}' \sqrt{2} \times I_{k,max}''$	9899 A
Maximum symmetrical breaking current	$I_{b,max}$	7000 A
Maximum continuous short-circuit current	$I_{k,max}$	7000 A
Number of power cabinets	-	14

3 Reactive power range

The wind energy converter features a reactive power range that provides for the discharge of reactive power (Q_{export}) into the grid and the intake of reactive power (Q_{import}) from the grid.

Tab. 2: Reactive power values (export/import)

Parameter		Value
Maximum reactive power (export)	Q_{max}	2300 kvar
Minimum reactive power (import)	Q_{min}	-2300 kvar

Reactive power export corresponds to the behaviour of an overexcited synchronous machine. Reactive power import corresponds to the behaviour of an under excited synchronous machine (acc. to IEC 60034-3:2007).

The chart below illustrates the reactive power range as determined by active power and grid voltage.

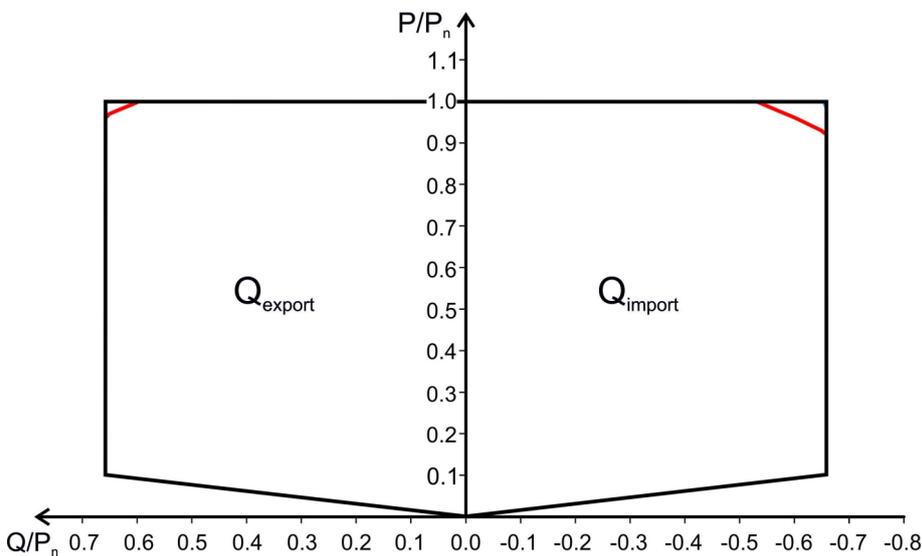


Fig. 1: Reactive power range as determined by active power and grid voltage

—	90 % U_n
—	95 % U_n
—	≥100 % U_n

The chart is given in table format below.

Tab. 3: Reactive power range as determined by the active power and grid voltage ($\geq 100\% U_n$)

P/P _n	$\geq 100\% U_n$	
	Q/P _n (Q _{export})	Q/P _n (Q _{import})
1	0.65	-0.65
0.1	0.65	-0.65
0	0	0

Tab. 4: Reactive power range as determined by the active power and grid voltage ($< 100\% U_n$)

P/P _n	95 % U _n		90 % U _n		85 % U _n		80 % U _n	
	Q/P _n (Q _{export})	Q/P _n (Q _{import})	Q/P _n (Q _{export})	Q/P _n (Q _{import})	Q/P _n (Q _{export})	Q/P _n (Q _{import})	Q/P _n (Q _{export})	Q/P _n (Q _{import})
0.42	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65
0.44	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65
0.46	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65
0.48	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65
0.50	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65
0.52	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65
0.54	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65
0.56	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65
0.58	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65
0.60	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65
0.62	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.64
0.64	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.63
0.66	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.61
0.68	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.64	-0.60
0.70	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.62	-0.58
0.72	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.61	-0.57
0.74	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.59	-0.55
0.76	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.57	-0.53
0.78	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.55	-0.51
0.80	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.64	0.53	-0.49
0.81	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.63	0.52	-0.48
0.82	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.62	0.51	-0.47
0.83	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.61	0.50	-0.45

Subject to technical change without prior notice.

	95 % U _n		90 % U _n		85 % U _n		80 % U _n	
P/P _n	Q/P _n (Q _{export})	Q/P _n (Q _{import})	Q/P _n (Q _{export})	Q/P _n (Q _{import})	Q/P _n (Q _{export})	Q/P _n (Q _{import})	Q/P _n (Q _{export})	Q/P _n (Q _{import})
0.84	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.65	-0.60	0.48	-0.44
0.85	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.64	-0.58	0.47	-0.43
0.86	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.62	-0.57	0.46	-0.42
0.87	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.61	-0.56	0.44	-0.40
0.88	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.60	-0.55	0.43	-0.39
0.89	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.58	-0.53	0.41	-0.37
0.90	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.57	-0.52	0.40	-0.36
0.91	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.55	-0.50	0.38	-0.34
0.92	0.65	-0.65	0.65	-0.65	0.54	-0.49	0.36	-0.32
0.93	0.65	-0.65	0.65	-0.64	0.52	-0.47	0.34	-0.30
0.94	0.65	-0.65	0.65	-0.63	0.51	-0.45	0.32	-0.28
0.95	0.65	-0.65	0.65	-0.61	0.49	-0.44	0.30	-0.26
0.96	0.65	-0.65	0.65	-0.60	0.47	-0.42	0.28	-0.24
0.97	0.65	-0.65	0.64	-0.58	0.45	-0.40	0.25	-0.21
0.98	0.65	-0.65	0.63	-0.56	0.43	-0.38	0.22	-0.18
0.99	0.65	-0.65	0.61	-0.54	0.41	-0.36	0.18	-0.14
1.00	0.65	-0.65	0.59	-0.52	0.39	-0.33	0.13	-0.09

Reactive power points between two adjacent table values of voltage or active power must be determined through linear interpolation.

Reactive power controller

The reactive power of the wind energy converter is configurable. The setpoint below can be configured directly in the wind energy converter control system.

Tab. 5: Reactive power regulator adjustment range

Parameter	Range	Increment
Q	Q _{min} ... Q _{max}	5 kvar
Q/P (tan phi)	-3 ... 3	0.005

Alternatively, a setpoint to the wind energy converter can be specified for the specific project through a superordinate control system at the wind farm level to use the reactive power range shown.

The tolerance of the reactive power feed in is $\pm 2.5\%$ of nominal active power over a 10-minute average.

4 Active power gradients

The wind energy converter can, in specific operating states, increase or decrease its active power with configurable gradients.

4.1 Positive active power gradients

Tab. 6: Active power gradients

Parameter	Range	Default setting	Increment
Active power gradient (normal start-up)	1 kW/s to 350 kW/s	80 kW/s	1 kW/s
Active power gradient (after mains fail.)	1 kW/s to 350 kW/s	80 kW/s	1 kW/s
Active power gradient (during operation)	1 kW/s to 880 kW/s	230 kW/s	1 kW/s
Active power gradient (stop switch)	1 kW/s to 900 kW/s	900 kW/s	1 kW/s
Active power gradient (external stop)	1 kW/s to 900 kW/s	900 kW/s	1 kW/s
Active power gradient (after over freq.)	1 kW/s to 900 kW/s	900 kW/s	1 kW/s

The *Active power gradient (normal start-up)* parameter is active if the wind energy converter start-up is not preceded by a reset of the wind energy converter control system; for example, after a “Lack of wind” status.

The *Active power gradient (after mains fail.)* parameter becomes active after the wind energy converter control system has been reset; for example, after a network loss. Operation in the FRT range does not count as network loss.

The *Active power gradient (during operation)* parameter for limiting positive active power gradients is deactivated by default.

The *Active power gradient (stop switch)* parameter is activated by actuating the stop switch on the control cabinet.

The *Active power gradient (external stop)* parameter is activated by an external stop command via the ENERCON SCADA system.

The *Active power gradient (after over freq.)* parameter is active if the static power frequency control is selected in the wind energy converter control system.



Detailed information on the parameter *Active power gradient (after over freq.)* and FRT mode can be found in the “Datenblatt ENERCON Windenergieanlagen Netztechnische Leistungsmerkmale - FACTS” (Data sheet ENERCON wind energy converters, grid performance - FACTS), *Applicable documents*, p. 3.

4.2 Negative active power gradient

An externally specified setpoint can be used to limit active power feed. After the control system of the wind energy converter has received the active power reduction signal, active power is reduced using the parameter *Active power gradient (during operation)*. This does not take into account the delay of transmission to the wind energy converter from the ENERCON SCADA system, which depends on the wind farm configuration.

5 Reference point

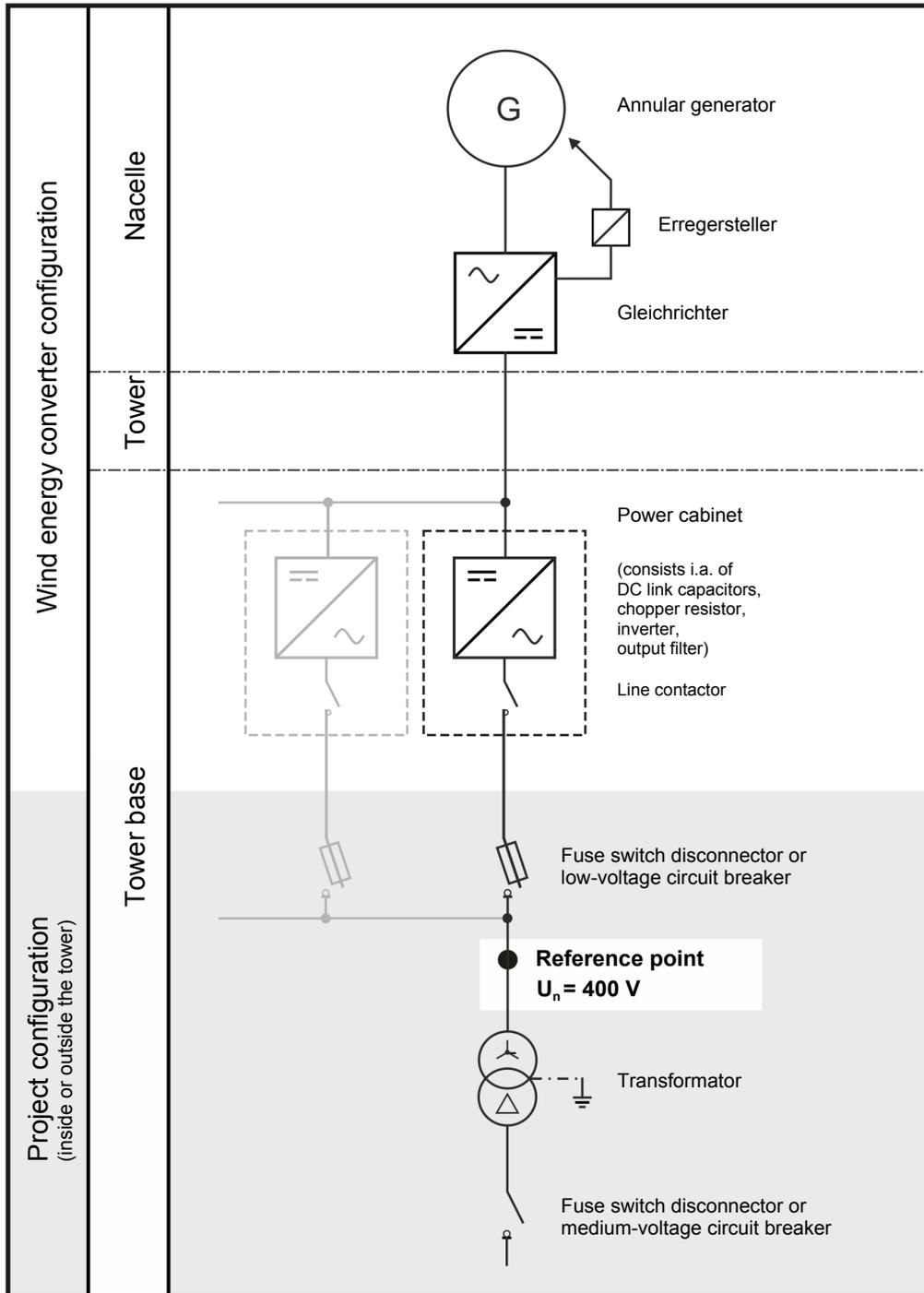


Fig. 2: Reference point

Subject to technical change without prior notice.

List of symbols

Tab. 7: Symbol

Symbol	Designation
f_n	Nominal frequency
$I_{b,max}$	Maximum symmetrical breaking current
$I_{k,max}$	Maximum continuous short-circuit current
$I_{k'',max}$	Maximum initial symmetrical short-circuit current
I_{max}	Rated current
I_n	Nominal current
$I_{p,max}$	Maximum peak symmetrical short-circuit current
P_n	Nominal active power
Q_{export}	Reactive power (export)
Q_{import}	Reactive power (import)
Q_{max}	Maximum reactive power (export)
Q_{min}	Minimum reactive power (import)
Q_n	Nominal reactive power
S_{max}	Rated apparent power
U_n	Nominal voltage

Glossary of terms

Rated current	Maximum continuous output current under normal operating conditions for which a wind energy converter is designed (based on EN 61400-21:2008).
Reactive power	Electrical power that “commutes” between generators and consumers in a grid. It puts load on the grid without actually being used up. Reactive power is the result of phase shift between current and voltage due to inductive and capacitive consumers (e.g. electric motors) in a grid running with alternating or three-phase current. For this reason, power stations must be able to provide and absorb reactive power in addition to active power.

Data Sheet

ENERCON Wind Energy Converters

Grid Performance

FACTS 2.0

Publisher

ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Germany
Phone: +49 4941 927-0 ▪ Fax: +49 4941 927-109
E-mail: info@enercon.de ▪ Internet: <http://www.enercon.de>
Managing Directors: Hans-Dieter Kettwig, Simon-Hermann Wobben
Local court: Aurich ▪ Company registration number: HRB 411
VAT ID no.: DE 181 977 360

Copyright notice

The entire content of this document is protected by copyright and – with regard to other intellectual property rights – international laws and treaties. ENERCON GmbH holds the rights in the content of this document unless another rights holder is expressly identified or obviously recognisable.

ENERCON GmbH grants the user the right to make copies and duplicates of this document for informational purposes for its own intra-corporate use; making this document available does not grant the user any further right of use. Any other duplication, modification, dissemination, publication, circulation, surrender to third parties and/or utilisation of the contents of this document – also in part – shall require the express prior written consent of ENERCON GmbH unless any of the above is permitted by mandatory legislation.

The user is prohibited from registering any industrial property rights in the know-how reproduced in this document, or for parts thereof.

If and to the extent that ENERCON GmbH does not hold the rights in the content of this document, the user shall adhere to the relevant rights holder's terms of use.

Registered trademarks

Any trademarks mentioned in this document are intellectual property of the respective registered trademark holders; the stipulations of the applicable trademark law are valid without restriction.

Reservation of right of modification

ENERCON GmbH reserves the right to change, improve and expand this document and the subject matter described herein at any time without prior notice, unless contractual agreements or legal requirements provide otherwise.

Document details

Document ID	D0613156-2		
Note	Original document. Source document of this translation: D0429929-2/2017-07-03		
Date	Language	DCC	Plant/department
2017-07-25	en	DA	WRD GmbH / Validation

Related documents

The titles of the documents listed are the titles of the original language versions, with translations of these titles in () where applicable. Document IDs always refer to the original language versions. If the document ID does not contain a revision, the most recent revision of the document applies.

Higher-level standards and guidelines

Document ID	Title
VDE-AR-N 4120	Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung) (Technical conditions for the connection and operation of customer systems in the high voltage grid (TAB high voltage))

Related documents

Document ID	Title
D0432722 ¹	Datenblatt ENERCON Windenergieanlage E-141 EP4 / 4200 kW / FTQS – Netz-technische Leistungsmerkmale ¹ (Data Sheet ENERCON Wind Energy Converter E-141 EP4 / 4200 kW / FTQS - Grid Performance)

¹ A separate data sheet is provided for each system and configuration. The specified document ID is an example only.

Table of contents

1	General information	7
2	Operating range.....	8
3	Apparent power/frequency chart	9
4	Protection features	10
4.1	Protective disconnection.....	10
4.1.1	Frequency protection.....	10
4.1.2	Overvoltage protection	12
4.1.3	Undervoltage protection	13
4.2	Self-protection.....	14
4.2.1	Hardware protection	14
4.2.2	Voltage protection	15
4.2.3	Frequency protection.....	15
4.3	Other protection features	16
5	Fault ride-through behaviour	17
5.1	Operating ranges	18
5.1.1	Limits in cases of faults (QU operating strategies).....	19
5.1.2	Limits in cases of faults (Zero Power operating strategy)	20
5.2	Overview of operating strategies in FACTS 2.0.....	21
5.3	Operating strategies	22
5.3.1	QU3 operating strategy	24
5.3.2	QU2 operating strategy	30
5.3.3	QU(ABS) operating strategy.....	34
5.3.4	QU(UK) operating strategy.....	38
5.3.5	Zero Power operating strategy	42
6	Start-up parameters.....	44
7	Power-frequency control.....	45
7.1	Static power-frequency control	45
7.2	Dynamic power-frequency control	48
8	Reactive power gradient.....	49
9	Reference point	50
	List of symbols	51

Glossary of terms..... 53

List of abbreviations

FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System
FRT	Fault Ride Through
IGBT	Insulated-gate bipolar transistor
OVRT	Over voltage ride through
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
STATCOM	Static compensator
UVRT	Under voltage ride through
ZPM	Zero Power Mode (no active or reactive current injection)

1 General information

The grid performance and characteristics of the ENERCON wind energy converter are distributed on two document types.

The functions and grid performance characteristics applicable to all wind energy converters and electrical configurations are described in the corresponding wind energy converter-independent document.

The grid performance characteristics depend on the wind energy converter type and electrical configuration and are provided in the corresponding jointly applicable wind energy converter-specific document.

2 Operating range

Tab. 1: Operating voltages

Parameter		Value
Maximum continuous operating voltage	U_{\max}	120 % of U_n
Minimum continuous operating voltage	U_{\min}	85 % of U_n
Temporary minimum voltage	$U_{\min, \text{temp}}$	80 % of U_n

The wind energy converter can operate for up to 60 s in the range between the temporary minimum voltage ($U_{\min, \text{temp}}$) and the minimum continuous operating voltage (U_{\min}).

The voltage is determined at a reference point on the wind energy converter side at the low-voltage level (see ch. 9, p. 50). The nominal voltage (U_n) of the wind energy converter serves as the reference voltage at the reference point.

For details on operation in which the voltage is less than the temporary minimum voltage or greater than the maximum continuous operating voltage, refer to ch. 5, p. 17.

If the voltage drops to a value below the nominal voltage (U_n), the current limit of the converters can be reached so that the rated apparent power (S_{\max}) can no longer be provided. In this case the system's default settings prioritise active power and reduce reactive power accordingly. This configuration can be adjusted so that active power is reduced and reactive power is kept at a constant level during an undervoltage event.

Grid short-circuit power

For grid feed of maximum active power and reactive power as specified by the reactive power range and operating voltage, the short-circuit power of the grid at the network connection point must be at least four times the sum of the nominal active power of all connected wind energy converters.

Project-specific solutions must be examined if this ratio is less than four.

3 Apparent power/frequency chart

Tab. 2: Nominal grid frequency = 50 Hz

Parameter		Value
Maximum frequency	f_{\max}	57 Hz
Nominal frequency	f_n	50 Hz
Minimum frequency	f_{\min}	43 Hz

Tab. 3: Nominal grid frequency = 60 Hz

Parameter		Value
Maximum frequency	f_{\max}	67 Hz
Nominal frequency	f_n	60 Hz
Minimum frequency	f_{\min}	53 Hz

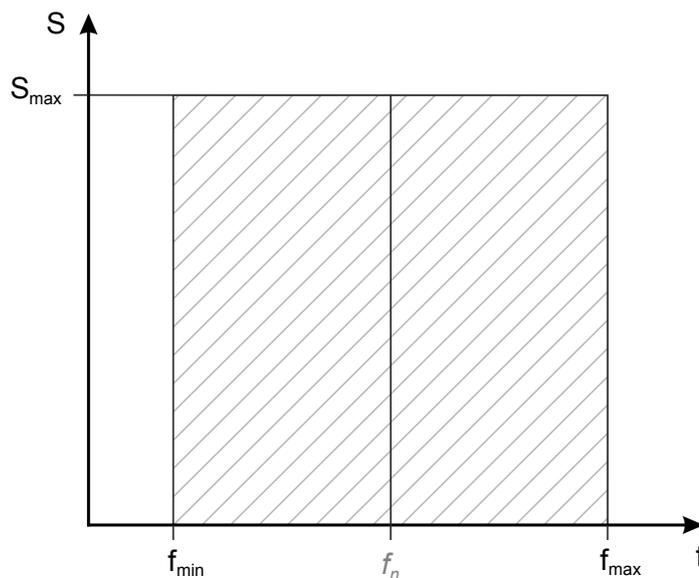


Fig. 1: Apparent power/frequency chart

In the event of grid frequency changes due to grid faults the wind energy converter can continue operating permanently up to a frequency gradient of 4 Hz/s. The wind energy converter continuously synchronises the frequency of the power fed into the grid with the grid frequency at the reference point.

4 Protection features

The wind energy converter has the following protection features:

- Protective disconnection
- Self-protection
- Other protection features

If any of the protection features is triggered, the wind energy converter shuts down. The shutdown of the wind energy converter occurs in several stages:

- Opening the grid protection circuit
- Opening the line contactors (galvanic isolation of the converters from the grid) and termination of grid injection by disabling the IGBT pulse
- Generator excitation stops
- Generator stops

The grid protection features are implemented on an autonomous protective protection printed circuit board powered by an auxiliary power supply independent of the grid. This means the protection features are maintained for at least 6 s in the event of a network loss.

4.1 Protective disconnection

4.1.1 Frequency protection

Overfrequency and underfrequency events at the wind energy converter reference point trigger frequency protection and cause the wind energy converter to shut down after the delay time has elapsed.

Tab. 4: Nominal grid frequency = 50 Hz

Parameter	Range	Increment
Overfrequency protection $f>$	50 Hz ... 57 Hz	0.01 Hz
Delay of overfrequency protection $f>$	0.1 s ... 60 s	0.01 s
Overfrequency protection $f>>$	50 Hz ... 57 Hz	0.01 Hz
Delay of overfrequency protection $f>>$	0.1 s ... 60 s	0.01 s
Underfrequency protection $f<$	43 Hz ... 50 Hz	0.01 Hz
Delay of underfrequency protection $f<$	0.1 s ... 60 s	0.01 s
Underfrequency protection $f<<$	43 Hz ... 50 Hz	0.01 Hz
Delay of underfrequency protection $f<<$	0.1 s ... 60 s	0.01 s

Tab. 5: Nominal grid frequency = 60 Hz

Parameter	Range	Increment
Overfrequency protection $f >$	60 Hz ... 67 Hz	0.01 Hz
Delay of overfrequency protection $f >$	0.1 s ... 60 s	0.01 s
Overfrequency protection $f >>$	60 Hz ... 67 Hz	0.01 Hz
Delay of overfrequency protection $f >>$	0.1 s ... 60 s	0.01 s
Underfrequency protection $f <$	53 Hz ... 60 Hz	0.01 Hz
Delay of underfrequency protection $f <$	0.1 s ... 60 s	0.01 s
Underfrequency protection $f <<$	53 Hz ... 60 Hz	0.01 Hz
Delay of underfrequency protection $f <<$	0.1 s ... 60 s	0.01 s

Response times of switching devices

The tripping time in the event of underfrequency or overfrequency events is the sum of the inherent delays of the switching devices (line contactors) of up to 0.05 s and the delay time of the respective frequency protection feature. The response time of the protection equipment is included in the delay time.

4.1.2 Overvoltage protection

The trigger time of the overvoltage protection can be configured so that the overvoltage protection triggers when at least one phase exceeds the value of the *Overvoltage protection* parameter or when all three phases exceed the value of the *Overvoltage protection* parameter. The *Overvoltage protection U>* and *Overvoltage protection U>>* settings can be selected independently.

The overvoltage protection can be configured to monitor the line-line voltage or the line-to-earth voltage. This selection applies to *Overvoltage protection U>* and *Overvoltage protection U>>*.

Overvoltage protection U>

If the root mean square (RMS) voltage value of at least one phase or all phases exceeds the specified *Overvoltage protection U>* parameter value, overvoltage protection U> is triggered. This causes the wind energy converter to shut down after the time period specified by the *Delay of overvoltage protection U>* parameter has elapsed.

Tab. 6: Overvoltage protection U>

Parameter	Range	Increment
Overvoltage protection U>	100 % ... 130 %	0.5 %
Delay of overvoltage protection U>	0.05 s ... 60 s	0.01 s

Overvoltage protection U>>

If the RMS voltage value of at least one phase or all phases exceeds the specified *Overvoltage protection U>>* parameter value, overvoltage protection U>> is triggered. This causes the wind energy converter to shut down after the time period specified by the *Delay for overvoltage protection U>>* parameter has elapsed.

Tab. 7: Overvoltage protection U>>

Parameter	Range	Increment
Overvoltage protection U>>	100 % ... 130 %	0.5 %
Delay of overvoltage protection U>>	0.05 s ... 60 s	0.01 s

The wind energy converter shutdown during overvoltage is also affected by the OVRT (ch. 5, p. 17) parameter selection.

Voltages above 120 % of $U_n/\sqrt{3}$

Overvoltage protection parameters are configured so that, with voltages above 120 % of $U_n/\sqrt{3}$, the wind energy converter remains in continuous operation, i.e., not in OVRT operation, for a maximum of 2 s.

Tripping time

The tripping time for overvoltage events is the sum of the response time of the switching devices (line contactors), which is up to 0.05 s, and the delay of the respective overvoltage protection device. The response time of the protection equipment is included in the delay time.

4.1.3 Undervoltage protection

The trigger time of the undervoltage protection can be configured so that the undervoltage protection triggers when at least one phase drops below the value of the *Undervoltage protection* parameter or when all three phases drop below the value of the *Undervoltage protection* parameter. The *Undervoltage protection U<* and *Undervoltage protection U<<* settings can be selected independently.

The undervoltage protection can be configured to monitor the conductor-conductor voltage or the line-to-earth voltage. This selection applies to *Undervoltage protection U<* and *Undervoltage protection U<<*.

Undervoltage protection U<

If the RMS voltage value of at least one phase or all phases falls below the specified *Undervoltage protection U<* parameter value, undervoltage protection U< is triggered. This causes the wind energy converter to shut down after the time period specified by the *Delay of undervoltage protection U<* parameter has elapsed.

Tab. 8: Undervoltage protection U<

Parameter	Range	Increment
Undervoltage protection U<	5 % ... 100 %	0.5 %
Delay of undervoltage protection U<	0.05 s ... 60 s	0.01 s

Undervoltage protection U<<

If the RMS voltage value of at least one phase or all phases falls below the specified *Undervoltage protection U<<* parameter value, undervoltage protection U<< is triggered. This causes the wind energy converter to shut down after the time period specified by the *Delay of undervoltage protection U<<* parameter has elapsed.

Tab. 9: Undervoltage protection U<<

Parameter	Range	Increment
Undervoltage protection U<<	5 % ... 100 %	0.5 %
Delay of undervoltage protection U<<	0.05 s ... 60 s	0.01 s

The wind energy converter shutdown during undervoltage is also affected by the UVRT (ch. 5, p. 17) parameter selection.

Tripping time

The tripping time for undervoltage events is the sum of the response time of the switching devices (line contactors) of up to 0.05 s and the delay time of the respective undervoltage protection device. The response time of the protection equipment is included in the delay time.

4.2 Self-protection

The wind energy converter is equipped with a self-protection feature that protects it against damage from grid events. This includes hardware protection from excessive voltages, the voltage protection and the frequency protection.

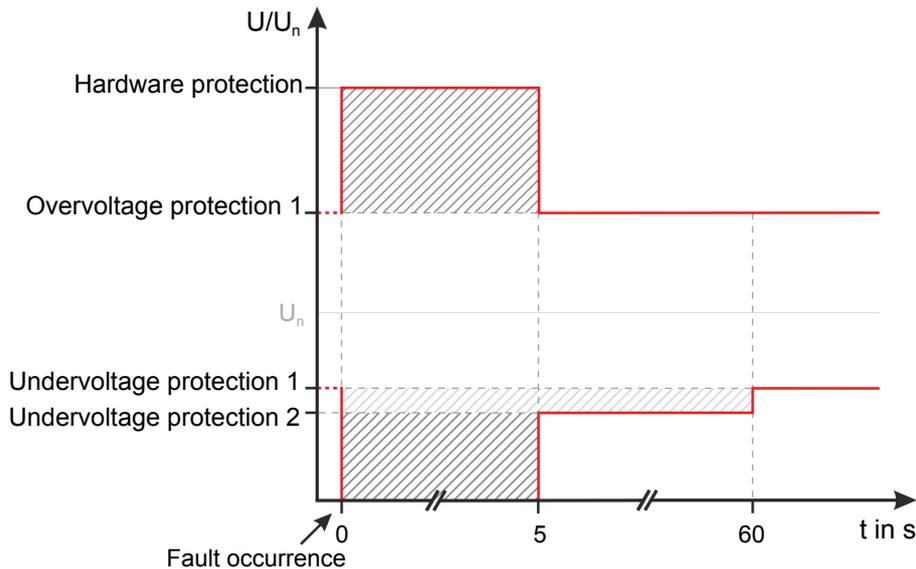


Fig. 2: Self-protection voltage limits

4.2.1 Hardware protection

This protection feature provided hardware protection of the wind energy converter and causes the wind energy converter to shut down after the period specified in *max. OVRT time* has elapsed.

If the instantaneous value of at least one phase voltage exceeds 145 % of $\sqrt{2}U_n/\sqrt{3}$, the wind energy converter automatically enters Zero Power Mode; it can be configured to either remain connected to the grid or disconnect by opening the line contactors.

Tab. 10: Hardware protection

Parameter	Range	Increment
Hardware protection	145 % of $\sqrt{2}U_n/\sqrt{3}$ (fixed)	-
Hardware protection response time	0.001 s (fixed)	-
Max. OVRT time	0.05 s ... 5 s	0.01 s

4.2.2 Voltage protection

The wind energy converter is equipped with a self-protection feature that protects it against damage from overvoltage or undervoltage.

When the RMS voltage value of at least one phase drops below the preset value, undervoltage protection is triggered. When the RMS voltage value of at least one phase rises above the preset value, overvoltage protection is triggered. The grid feed self-protection thus opens the grid safety circuit and stops the wind energy converter from feeding energy into the grid. This causes the wind energy converter to shut down after the preset shut-down delay has elapsed.

Tab. 11: Voltage protection

Protective function	Value	Delay
Undervoltage protection 1	85 % of $U_n/\sqrt{3}$	60 s
Undervoltage protection 2	80 % of $U_n/\sqrt{3}$	5 s
Overvoltage protection 1	120 % of $U_n/\sqrt{3}$	5 s

4.2.3 Frequency protection

The wind energy converter is equipped with a self-protection feature that protects it against damage from overfrequency or underfrequency.

Overfrequency and underfrequency events at the wind energy converter reference point trigger frequency protection and cause the wind energy converter to shut down after the delay time has elapsed.

Tab. 12: Nominal grid frequency = 50 Hz

Protective function	Value	Delay
Underfrequency protection	43 Hz	60 s
Overfrequency protection	57 Hz	60 s

Tab. 13: Nominal grid frequency = 60 Hz

Protective function	Value	Delay
Underfrequency protection	53 Hz	60 s
Overfrequency protection	67 Hz	60 s

4.3 Other protection features

Active power reduction during overvoltage

The maximum active power of the wind energy converter is limited as soon as the grid voltage exceeds the value set for the Limitation voltage $P(U>)$. This feature can be used to limit the voltage at the network connection point by temporarily reducing active power.

This function is deactivated by default.

Tab. 14: Limitation voltage

Parameter	Range	Increment
Limitation voltage	100 % ... 125 % of $U_n/\sqrt{3}$	0.5 % of $U_n/\sqrt{3}$

5 Fault ride-through behaviour

The wind energy converter feeds the maximum possible amount of power into the energy system depending on the prevailing wind conditions. The wind energy converters are equipped with a Fault Ride Through facility which allows them to remain in operation in the event of voltage drops due to faults, Under Voltage Ride Through (UVRT) and voltage surges, Over Voltage Ride Through (OVRT). Depending on the grid codes and the operating status of the energy system, the FACTS 2.0 control system is able to influence the output current of the wind energy converter.

To meet the various grid codes, the FACTS 2.0 control system offers various operating strategies. The operating strategies consist of several modes which react to different grid states.

The individual operating modes are activated when voltage exceeds or falls below applicable limit values (here: U_1 to U_4) that are based on the specifications at the respective network connection point and can be parameterised (see ch. 5.3, p. 22). An appropriate operating strategy and its parameter configuration must be selected on a project-specific basis before commissioning the wind energy converter. Here is an example of the QU2 strategy operating mode:

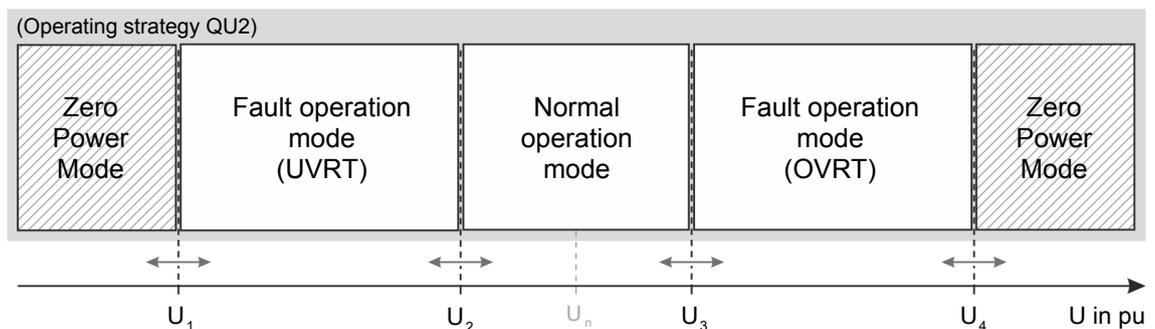


Fig. 3: Operating modes of the operating strategies depending on voltage (e.g.: QU2)

U_1	U_{UVRT_ZPM}	U_2	U_{UVRT}
U_3	U_{OVRT}	U_4	U_{OVRT_ZPM}

Fault operation mode

The FACTS 2.0 control system switches to a “fault operation” mode when voltage (see fig. 3, p. 17) exceeds or falls below the defined limits (voltage is outside of the normal operating limits). In these modes, current being fed into the grid by the wind energy converter is modified in order to achieve a strategy-dependent reaction to certain situations in the grid. Thus for instance in the event of a fault, grid voltage can be supported by grid feed of additional reactive current. As soon as grid voltage has returned to the normal operation range, the FACTS 2.0 control system returns to this mode. Detailed information on the strategy-dependent modes can be found in the individual sections of the operating strategies (ch. 5.3, p. 22).

Normal operation mode

Normal operation mode remains activated as long the voltage does not exceed or fall below the defined limits (voltage is within the range of normal operation). Depending on the wind, the wind energy converter feeds the available active power and reactive power into the grid according to the specified setpoint.

Abrupt change in voltage mode

The QU3 operating strategy, which complies with the VDE-AR-N 4120 requirements, also contains an "Abrupt change in voltage" mode in addition to the "Fault operation" mode. This is characterised by the fact that it can already react by providing additional reactive current in the positive-sequence and negative-sequence component when abrupt changes in voltage occur in the normal operation range (amplitudes as well as phase angles) (ch. 5.3.1, p. 24).

Zero Power Mode

All QU operating strategies are equipped with an underlying Zero Power Mode. In the event of a fault situation, the wind energy converter rides through without injecting active and reactive current into the grid. As soon as grid voltage has returned to the normal operation range, the FACTS 2.0 control system returns to this mode.

5.1 Operating ranges

The maximum times for riding through grid faults can be set for voltage drops (UVRT) and voltage surges (OVRT) independently from one another. Suitable FRT parameters and/or protection parameters can be configured accordingly if continued operation during and after grid faults is undesirable.

Further information on the protection parameters is provided in ch. 4, p. 10.

5.1.1 Limits in cases of faults (QU operating strategies)

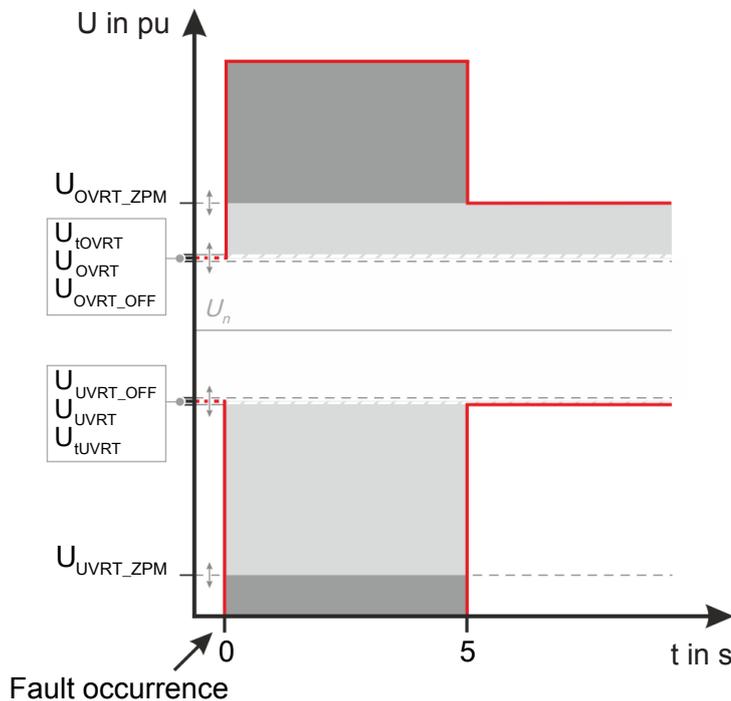


Fig. 4: Parameterisable limits for riding through grid faults for QU operating strategies

	Normal operation/continuous operation
	Fault operating mode (OVRT/UVRT)
	Fault operation mode (Zero Power Mode)
	Limits

A grid fault is detected as soon as the voltage at the wind energy converter reference point drops below U_{UVRT} or rises above U_{OVRT} . The FACTS control system determines an additional or absolute reactive current for supporting the grid voltage that is additionally available during the fault. All operating strategies of the QU series are equipped with the Zero Power Mode. This means that it is possible to stop the power injection in the event that voltages fall below or exceed defined levels for up to a maximum of 5 s.

The wind energy converter continues operating if the voltage of all phases at the reference point remains within the range marked by the red boundary curve during and after the grid fault. If the voltage at any phase is outside this range, the wind energy converter can shut down. Grid feed of active and reactive current is possible for the duration of the grid fault. The reference value for injecting current can be found in the corresponding description of the respective operating strategy.

If a grid fault is detected at a moment when the wind energy converter's active power is less than 2.5 % of P_n , the wind energy converter can then shut down.

More detailed information regarding individual operating strategies and their parameter limits can be found in ch. 5.3, p. 22.

5.1.2 Limits in cases of faults (Zero Power operating strategy)

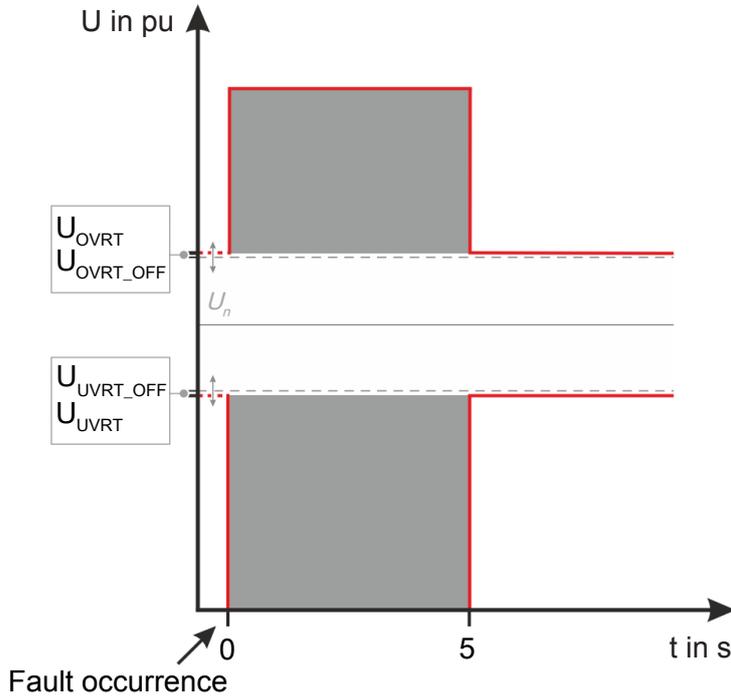


Fig. 5: Parameterisable limits for riding through grid faults (ZP operating strategy)

	Normal operation
	Fault operation mode
	Limits

A grid fault is detected as soon as the voltage at the wind energy converter reference point drops below U_{UVRT} or rises above U_{OVRT} . The wind energy converter does not inject any active or reactive power into the grid for the duration of the grid fault.

The wind energy converter continues operating if the voltage of all phases at the reference point remains within the range marked by the red boundary curve during and after the grid fault. If the voltage at any phase is outside this range, the wind energy converter can shut down.

If a grid fault is detected at a moment when the wind energy converter's active power is less than 2.5 % of P_n , the wind energy converter can then shut down.

More detailed information on the operating strategy and its parameter limits can be found in ch. 5.3.5, p. 42.

5.2 Overview of operating strategies in FACTS 2.0

Tab. 15: Operating strategies

	Operating strategies FACTS 2.0				
	QU3	QU2	QU(ABS)	QU(UK)	ZP
Brief description	Grid feed of additional reactive current in fault operation mode	Grid feed of additional reactive current in fault operation mode	Grid feed of absolute reactive current in fault operation mode	Grid feed of additional reactive current in fault operation mode	No grid feed of active or reactive current in fault operation mode
	ch. 5.3.1, p. 24	ch. 5.3.2, p. 30	ch. 5.3.3, p. 34	ch. 5.3.4, p. 38	ch. 5.3.5, p. 42
Available operating mode					
Normal operation	X	X	X	X	X
Fault operation mode	X	X	X	X	-
Abrupt change in voltage	X	-	-	-	-
Zero Power	X	X	X	X	X
Reactive current injection in the event of a fault					
Positive-sequence component	X	X	X	X	-
Negative-sequence component	X	-	-	-	-
Proportionality factor K (0-10) - M = positive-sequence component; G = negative-sequence component					
FRT	M/G	-	-	-	-
Abrupt change in voltage	M/G	-	-	-	-
UVRT	-	M	M	M	-
OVRT	-	M	M	M	-
Prioritisation in the event of a fault; I_B = Reactive current; I_W = Active current					
	I_B	I_B	I_B	I_W	-

5.3 Operating strategies

Fundamental behaviour during grid overvoltages due to faults

If the reference voltage rises above the set limit of the *OVRT trigger voltage* parameter, the FACTS control system switches over to the fault mode of the selected operating strategy automatically after no more than 0.015 s. A suitable operating strategy and its parameter configuration must be selected on a project-specific basis.

If the reference voltage within the time specified in the *maximum time OVRT operation* parameter falls below the specified limit of the *OVRT voltage start timer* parameter by 2 %, then the time recording by the timer is stopped. If the voltage does not fall below the *OVRT voltage start timer* limit by 2 % within the specified time, the wind energy converter shuts down. If the level falls below the limit of the *OVRT return voltage* parameter, the FACTS control system will exit the fault operating mode and return to normal operation.

If the limit of the *OVRT trigger voltage ZPM* parameter is exceeded in connection with a correspondingly selected operating strategy, the FACTS control system switches over to Zero Power Mode and can either remain connected to the grid or disconnect by opening the line contactors.

If overvoltages with instantaneous values exceeding the hardware protection (145 % of $\sqrt{2} \times U_n / \sqrt{3}$) occur for at least 0.001 s (response time of the hardware protection), the FACTS control system will automatically enter Zero Power Mode and the wind energy converter can either remain connected to the grid or disconnect by opening the line contactors.

Tab. 16: Behaviour during grid overvoltage due to faults

Parameter		Range
OVRT trigger voltage	U_{OVRT}	100 % ... 125 % of $U_n / \sqrt{3}$
OVRT return voltage	U_{OVRT_OFF}	100 % ... 125 % of $U_n / \sqrt{3}$
OVRT voltage start timer	U_{tOVRT}	100 % ... 125 % of $U_n / \sqrt{3}$
OVRT trigger voltage ZPM ¹	U_{OVRT_ZPM}	110 % ... 150 % of $U_n / \sqrt{3}$
Increment OVRT voltage	-	0.5 % of $U_n / \sqrt{3}$
Maximum time OVRT operation	t_{dOVRT}	0.1 s ... 60 s
Maximum time ZPM operation	t_{dZPM}	0.1 s ... 5 s
Increment maximum time	-	0.1 s

¹ The parameter is simultaneously also the limit for ending the ZPM.

Fundamental behaviour during grid undervoltages due to faults

If the reference voltage falls below the setting value of the *UVRT trigger voltage* limit, the FACTS control system will switch over to the fault mode of the selected operating strategy automatically after no more than 0.015 s. A suitable operating strategy and its parameter configuration must be selected on a project-specific basis.

If the reference voltage within the time specified in the *maximum time UVRT operation* parameter exceeds the specified limit of the *UVRT voltage start timer* parameter by 2 %, then time recording by the timer is stopped. If the reference voltage does not fall below the *UVRT voltage start timer* limit by 2 % within the specified time, the wind energy converter shuts down. If the level exceeds the limit of the *UVRT return voltage* parameter, the FACTS control system will exit the fault operating mode and return to normal operation.

If the limit of the *UVRT trigger voltage ZPM* parameter is exceeded in connection with a correspondingly selected operating strategy, the FACTS control system switches over to Zero Power Mode and can either remain connected to the grid or disconnect by opening the line contactors.

Tab. 17: Behaviour during grid undervoltages due to faults

Parameter		Range
UVRT trigger voltage	U_{UVRT}	80 % ... 95 % of $U_n/\sqrt{3}$
UVRT return voltage	U_{UVRT_OFF}	80 % ... 95 % of $U_n/\sqrt{3}$
UVRT voltage start timer	t_{UVRT}	80 % ... 95 % of $U_n/\sqrt{3}$
UVRT trigger voltage ZPM ¹	U_{UVRT_ZPM}	0 % ... 80 % of $U_n/\sqrt{3}$
Increment UVRT voltage	-	0.5 % of $U_n/\sqrt{3}$
Maximum time UVRT operation	t_{dUVRT}	0.1 s ... 5 s
Maximum time ZPM operation	t_{dZPM}	0.1 s ... 5 s
Maximum time increment parameter	-	0.1 s

¹ The parameter is simultaneously also the limit for ending the ZPM.

Maximum number of faults

Multiple grid faults or voltage drops can be ridden through per hour. The maximum number depends on the temperature of the chopper resistors. The chopper resistors, in which electrical energy is transformed into thermal energy during a grid fault, are protected against overtemperature. If the temperature of the chopper resistors exceeds the maximum value, the wind energy converter remains inoperative until the temperature of each chopper resistor drops below the maximum permissible operating temperature.

5.3.1 QU3 operating strategy

The QU3 operating strategy enables the wind energy converter to ride through temporary symmetrical and asymmetrical grid faults without the wind energy converter disconnecting itself from the grid. The QU3 operating strategy distinguishes between the following different grid events.

Abrupt change in voltage

An abrupt change in voltage is detected as soon as the instantaneous value of the first fundamental of voltage of a line-to-earth voltage deviates by more than 5 % from the 1-second average value of this line-to-earth voltage.

Depending on the voltage changes to the pre-fault voltage, and depending on proportionality factor K , the wind energy converter injects additional reactive current into the grid for 5 s, in addition to the reactive current injected into the grid at the present, according to the applicable setpoint specifications. The additional reactive current, if necessary, is injected into the energy system both in the positive-sequence component and in the negative-sequence component. In addition to the selected K -factors, this also depends on the voltage fluctuation that is present and the external Q setpoint specification, which continues to be taken into consideration during the abrupt change in voltage. If the wind energy converter is in STATCOM operation, then there will be no reaction to an abrupt change in voltage.

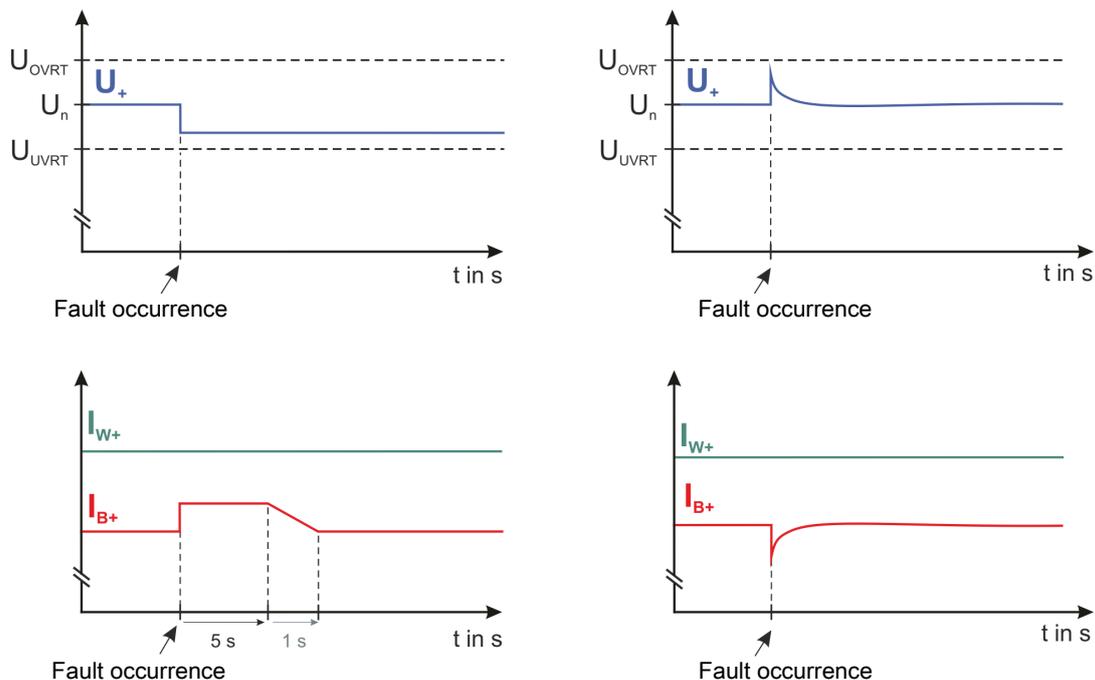


Fig. 6: Exemplary behaviour under fault conditions in connection with an abrupt change in voltage (depiction of the positive-sequence components)

After 5 s, the FACTS control system exits the fault of the abrupt change in voltage and the reactive power is transferred to its associated value for normal operation with a gradient within a specified time period of 1 s.

If an additional abrupt change in voltage is detected during the fault time, then the time (5 s) will begin running again. This operating state can be maintained up to a maximum of 20 s. If the FACTS control system is still in fault operating mode when this maximum permissible fault time (20 s) is exceeded, then the wind energy converter will shut down.

Voltage deviations

A voltage deviation is detected as soon as the root mean square of a line-line voltage exits the specified voltage range around the nominal voltage (U_{OVRT} or U_{UVRT}).

Depending on the fault and the amount of the voltage deviation, and depending on proportionality factor K , the wind energy converter injects an additional reactive current into the grid for a period of up to 5 s in addition to the reactive current injected into the grid immediately prior to the onset of the fault. Changes to the external Q setpoint are not taken into account during this time period. The additional reactive current is, if necessary, determined and injected into the energy system, both in the positive-sequence component and in the negative-sequence component.

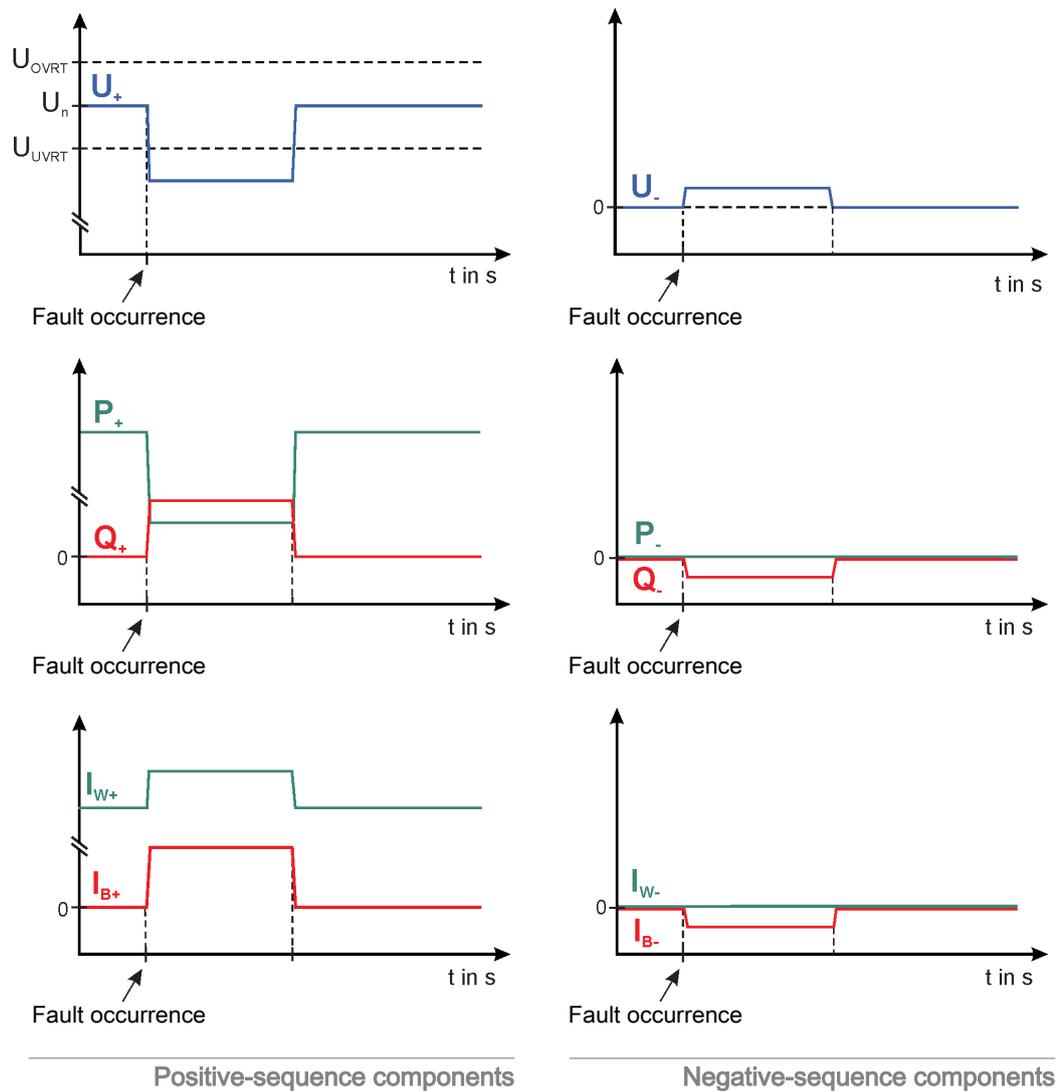


Fig. 7: Exemplary behaviour under fault conditions in connection with an asymmetrical abrupt drop in voltage (positive-sequence component (left) and in the negative-sequence component (right))

After the fault has been cleared, the FACTS control system exits the fault mode of the QU3 operating strategy and the wind energy converter injects the available active power and reactive power based on the setpoint, depending on the wind conditions. If the voltage does not return to the permissible range within the defined time period (t_{dUVRT} or

t_{dOVRT}), the wind energy converter will shut down. It will start up automatically as soon as the start parameters configured in the wind energy converter are fulfilled once again through the measured grid characteristics.

Further information on the start parameters is provided in ch. 6, p. 44.

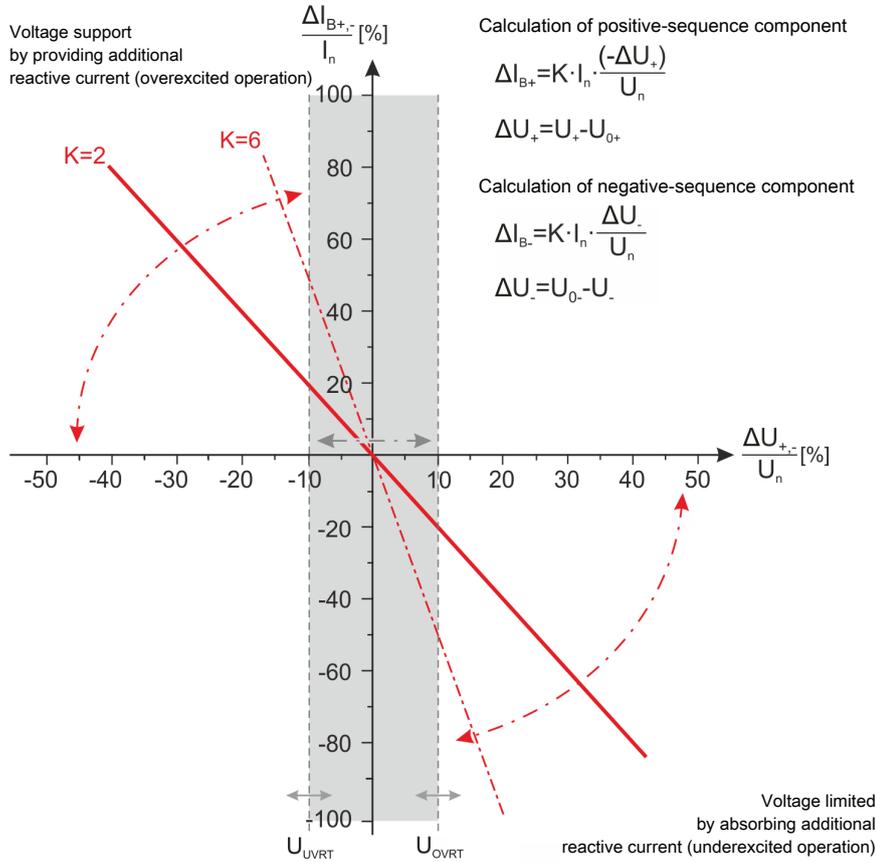


Fig. 8: Supporting/limiting grid voltage in the operating strategy QU3

The proportionality factor K for calculating the additional reactive current can be set separately, not only for the voltage deviation fault types and abrupt voltage change, but also for the positive and negative-sequence components. The additional reactive current in fault conditions can lead to a situation in which the technical current limitation of the wind energy converter is reached. Consequently, a reduction must be undertaken so that the active current can be lowered during FRT operation.

In order to provide an additional reactive current once again in accordance with the QU3 operating strategy, it is necessary to implement a return to voltage levels in the normal operating range of U_{UVRT_OFF} and U_{OVRT_OFF} beforehand.

If the positive-sequence voltage falls below or exceeds the limit U_{UVRT} or U_{OVRT} , respectively, then an additional reactive current will be injected in for a maximum period of t_{dUVRT} or t_{dOVRT} , respectively, in accordance with the proportionality factor K that has been configured. If the voltage does not return to the range above or below the limits within the permitted time range, the wind energy converter will shut down.

Zero Power Mode

The QU3 operating strategy is furnished with the option of an underlying Zero Power Mode (ZPM).

If the positive-sequence voltage drops below the configured voltage threshold U_{UVRT_ZPM} , then the FACTS control system will switch over to ZPM. In the event that the configured voltage threshold U_{OVRT_ZPM} is exceeded by the root mean square of a line-to-earth voltage, the FACTS control system will also switch to the ZPM. During the ZPM, the IGBTs of the inverters are blocked, which means that neither active nor reactive current is injected into the grid. The FACTS control system can remain in ZPM for a period of up to a maximum of 5 s (t_{dZPM}). The wind energy converter will shut down if the voltage does not return to the range above or below the voltage threshold value U_{UVRT_ZPM} or U_{OVRT_ZPM} respectively, within this permitted time period.

As soon as the positive sequence voltage once again exceeds the limit U_{UVRT_ZPM} or as soon as all line-to-earth voltages fall below the value U_{OVRT_ZPM} within the permitted duration (t_{dZPM}), the active and reactive currents will be returned to their values for normal operation or FRT operation in accordance with their configurations in the QU3 operating strategy. Activation of the underlying ZPM does not lead to any extension of the permitted time period (t_{dUVRT} or t_{dOVRT}), respectively, in FRT operation.

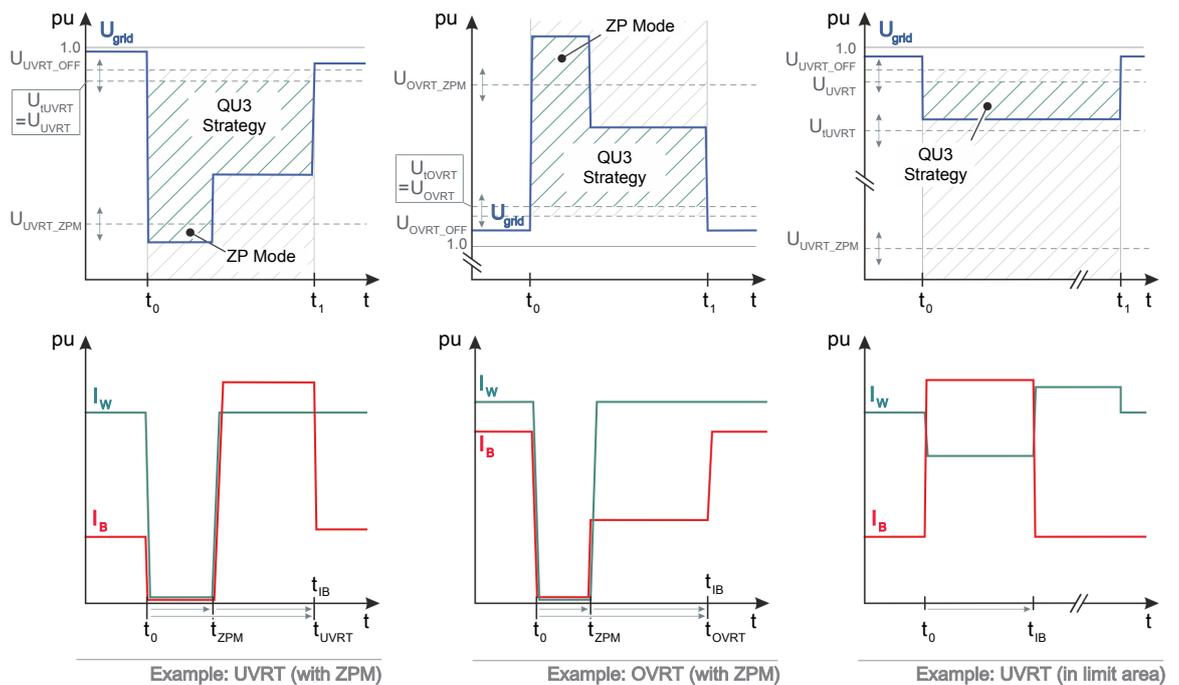


Fig. 9: Configurable limits of the QU3 operating strategy and of the ZPM as depicted with exemplary fault curves

t_0	Start of the grid fault	t_1	End of the grid fault
t_{UVRT}	End of time recording in fault mode (UVRT)	t_{OVRT}	End of time recording in fault mode (OVRT)
t_{ZPM}	End of the ZPM	t_{IB}	End of additional reactive current injection

For operation in ZPM, $I_{k,ZPM}$ is 0 during the grid fault. The other short-circuit currents listed in the wind energy converter-specific “Grid Performance” data sheets go to zero as soon as the ZPM is activated.

If the wind energy converter does not inject in any active power into the grid when a grid fault is detected, then the FACTS control system switches over to ZPM.

After the fault has been cleared, the FACTS control system exits the fault mode and the wind energy converter injects the available active power and reactive power based on the setpoint, depending on the wind conditions.

Tab. 18: QU3 operating strategy parameters

Parameter			Range
K-factor (positive-sequence component)			
	Abrupt change in voltage	K	0 ... 10
	FRT (voltage deviation)	K	0 ... 10
K-factor (negative-sequence component)			
	Abrupt change in voltage	K	0 ... 10
	FRT (voltage deviation)	K	0 ... 10
	Increment K-factor	-	0.1
	Maximum time ZPM operation	t_{dZPM}	0.1 s ... 5 s
	Increment maximum time	-	0.1 s
Undervoltage			
	UVRT trigger voltage	U_{UVRT}	80 % ... 95 % of $U_n/\sqrt{3}$
	UVRT return voltage	U_{UVRT_OFF}	80 % ... 95 % of $U_n/\sqrt{3}$
	UVRT voltage start timer	U_{tUVRT}	80 % ... 95 % of $U_n/\sqrt{3}$
	UVRT trigger voltage ZPM ¹	U_{UVRT_ZPM}	0 % ... 80 % of $U_n/\sqrt{3}$
	Increment UVRT voltage	-	0.5 % of $U_n/\sqrt{3}$
	Maximum time UVRT operation	t_{dUVRT}	0.1 s ... 5 s
	Increment maximum time	-	0.1 s
Overvoltage			
	OVRT trigger voltage	U_{OVRT}	100 % ... 125 % of $U_n/\sqrt{3}$
	OVRT return voltage	U_{OVRT_OFF}	100 % ... 125 % of $U_n/\sqrt{3}$
	OVRT voltage start timer	U_{tOVRT}	100 % ... 125 % of $U_n/\sqrt{3}$
	OVRT trigger voltage ZPM ¹	U_{OVRT_ZPM}	110 % ... 150 % of $U_n/\sqrt{3}$
	Increment OVRT voltage	-	0.5 % of $U_n/\sqrt{3}$
	Maximum time OVRT operation	t_{dOVRT}	0.1 s ... 60 s
	Increment maximum time	-	0.1 s
Zero Power Mode gradients			
	Active power gradient (after ZPM)	dP_{ZPM}/dt	0.05 MW/s ... 99 MW/s
	Active power gradient increment (after ZPM)	-	0.05 MW/s
	Reactive power gradient (after ZPM)	dQ_{ZPM}/dt	0.05 Mvar/s ... 99 Mvar/s
	Reactive power gradient increment (after ZPM)	-	0.05 Mvar/s

¹ The parameters are simultaneously also the limit for ending the ZPM.

5.3.2 QU2 operating strategy

The QU2 operating strategy enables the wind energy converter to ride through temporary symmetrical and unsymmetrical grid faults of up to 5 s without disconnecting from the grid.

A grid fault is detected as soon as the deviation of the positive-sequence voltage at the reference point (U_+) from the 1-minute average value of the positive-sequence voltage (U_0) is greater than or less than, respectively, the specified voltage range (U_{OVRT} or U_{UVRT}), respectively.

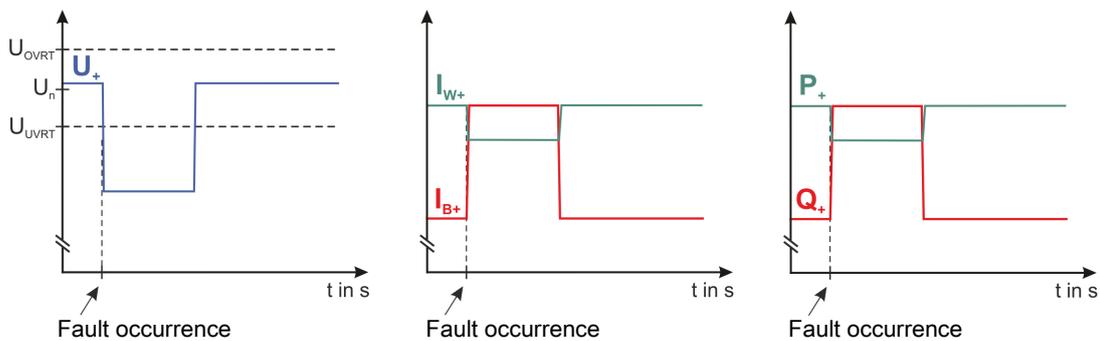


Fig. 10: Exemplary behaviour in the event of a fault in connection with a voltage drop (positive-sequence component)

Depending on the voltage deviation and the configured proportionality factor K , the wind energy converter injects additional reactive current into the positive-sequence component into the grid in addition to the reactive current that was injected immediately prior to the start of the fault.

If the positive-sequence voltage falls within the configured range of U_{UVRT} and U_{iUVRT} with undervoltage or U_{OVRT} and U_{iOVRT} with overvoltage, respectively, then an additional reactive current is deployed, depending on the fault curve, (see ch. 5.1.1, p. 19). Changes to the external Q setpoint are not taken into account for a fault duration of up to 5 s. Following completion of the duration, the external Q setpoints are taken into account once again and the wind energy converter injects the available active power, depending on the wind. An additional reactive current continues to be deployed. This operating state can be maintained indefinitely.

If the positive-sequence voltage falls below or exceeds the limit U_{iUVRT} or U_{iOVRT} , respectively, then the FACTS control system will remain in the fault mode of the operating strategy for a maximum period of t_{dUVRT} or t_{dOVRT} , respectively. If the voltage does not return to the range above or below the limits within the permitted time range, the wind energy converter will shut down. It will start up automatically as soon as the start parameters configured in the wind energy converter are fulfilled once again through the measured grid characteristics.

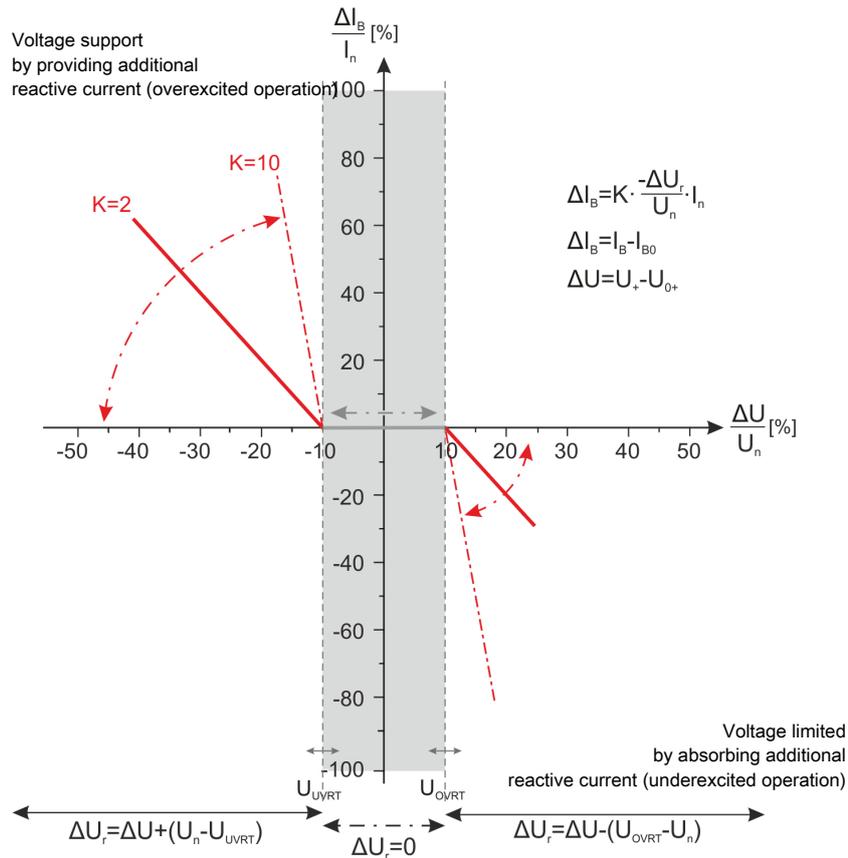


Fig. 11: Supporting/limiting grid voltage in the operating strategy QU2

The injection of additional reactive current can be deactivated ($K = 0$).

The additionally required reactive current can lead to a situation in which the technical current limitation of the wind energy converter is reached. Consequently, a reduction must be undertaken so that the active current can be lowered during FRT operation.

Zero Power Mode

The QU2 operating strategy is furnished with the option of an underlying Zero Power Mode (ZPM).

If the positive-sequence voltage drops below the configured voltage threshold U_{UVRT_ZPM} , then the FACTS control system will switch over to ZPM. In the event that the configured voltage threshold U_{OVRT_ZPM} is exceeded by the root mean square of a line-to-earth voltage, the FACTS control system will also switch to the ZPM. During the ZPM, the IGBTs of the inverters are blocked, which means that neither active nor reactive current is injected into the grid. The FACTS control system can remain in ZPM for a period of up to a maximum of 5 s (t_{dZPM}). The wind energy converter will shut down if the voltage does not return to the range above or below the voltage threshold value U_{UVRT_ZPM} or U_{OVRT_ZPM} respectively, within this permitted time period.

As soon as the positive sequence voltage once again exceeds the limit U_{UVRT_ZPM} or as soon as all line-to-earth voltages fall below the value U_{OVRT_ZPM} within the permitted duration (t_{dZPM}), the active and reactive currents will be returned to their values for normal operation or FRT operation in accordance with their configurations in the QU2 operating strategy. Activation of the underlying ZPM does not lead to any extension of the permitted time period (t_{dUVRT} or t_{dOVRT}), respectively, in FRT operation.

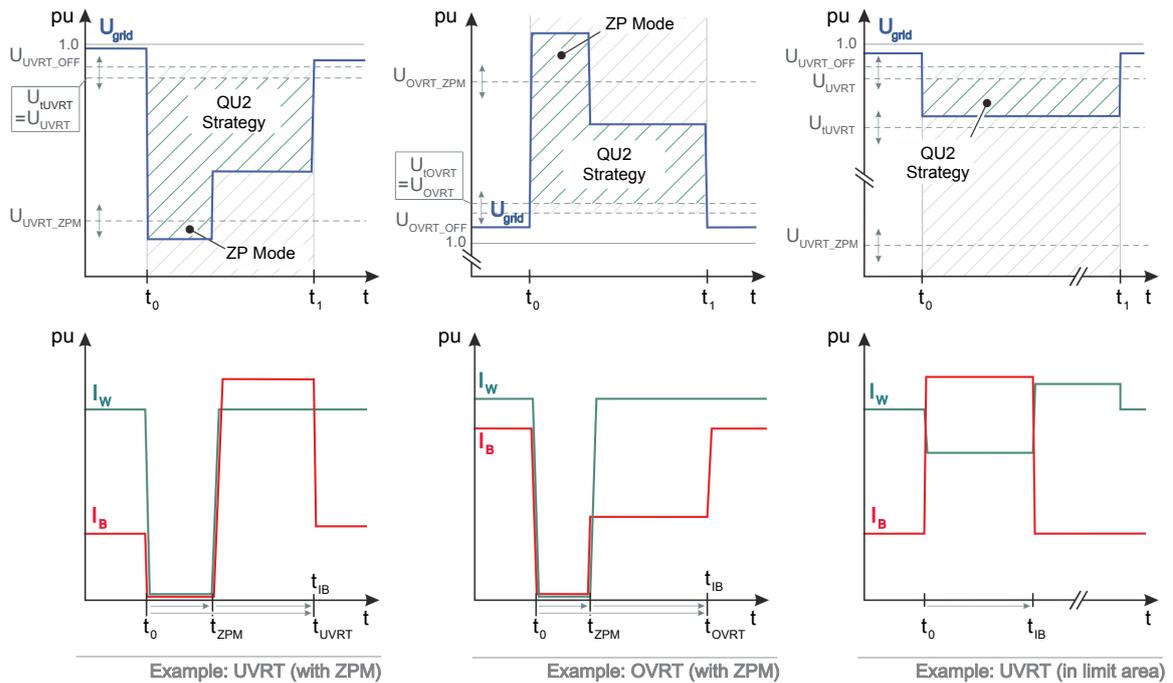


Fig. 12: Configurable limits of the QU2 operating strategy and of the ZPM as depicted with exemplary fault curves

t_0	Start of the grid fault	t_1	End of the grid fault
t_{UVRT}	End of time recording in fault mode (UVRT)	t_{OVRT}	End of time recording in fault mode (OVRT)
t_{ZPM}	End of the ZPM	t_{IB}	End of additional reactive current injection

For operation in ZPM, $I_{k,ZPM}$ is 0 during the grid fault. The other short-circuit currents listed in the wind energy converter-specific “Grid Performance” data sheets go to zero as soon as the ZPM is activated.

If the wind energy converter does not inject in any active power into the grid when a grid fault is detected, then the FACTS control system switches over to ZPM.

After the fault has been cleared, the FACTS control system exits the fault mode and the wind energy converter injects the available active power and reactive power based on the setpoint, depending on the wind conditions.

Tab. 19: QU2 operating strategy parameters

Parameter		Value
K-factor OVRT (positive-sequence component)	K	0 ... 10
K-factor UVRT (positive-sequence component)	K	0 ... 10
Increment K-factor	-	0.1
Maximum time ZPM operation	t_{dZPM}	0.1 s ... 5 s
Increment maximum time	-	0.1 s
Undervoltage		
UVRT trigger voltage	U_{UVRT}	80 % ... 95 % of $U_n/\sqrt{3}$
UVRT return voltage	U_{UVRT_OFF}	80 % ... 95 % of $U_n/\sqrt{3}$
UVRT voltage start timer	U_{tUVRT}	80 % ... 95 % of $U_n/\sqrt{3}$
UVRT trigger voltage ZPM ¹	U_{UVRT_ZPM}	0 % ... 80 % of $U_n/\sqrt{3}$
Increment UVRT voltage	-	0.5 % of $U_n/\sqrt{3}$
Maximum time UVRT operation	t_{dUVRT}	0.1 s ... 5 s
Increment maximum time	-	0.1 s
Overvoltage		
OVRT trigger voltage	U_{OVRT}	100 % ... 125 % of $U_n/\sqrt{3}$
OVRT return voltage	U_{OVRT_OFF}	100 % ... 125 % of $U_n/\sqrt{3}$
OVRT voltage start timer	U_{tOVRT}	100 % ... 125 % of $U_n/\sqrt{3}$
OVRT trigger voltage ZPM ¹	U_{OVRT_ZPM}	110 % ... 150 % of $U_n/\sqrt{3}$
Increment OVRT voltage	-	0.5 % of $U_n/\sqrt{3}$
Maximum time OVRT operation	t_{dOVRT}	0.1 s ... 60 s
Increment maximum time	-	0.1 s
Gradient ZPM		
Active power gradient (after ZPM)	dP_{ZPM}/dt	0.05 MW/s ... 99 MW/s
Active power gradient increment (after ZPM)	-	0.05 MW/s
Reactive power gradient (after ZPM)	dQ_{ZPM}/dt	0.05 Mvar/s ... 99 Mvar/s
Reactive power gradient increment (after ZPM)	-	0.05 Mvar/s

¹ The parameters are simultaneously also the limit for ending the ZPM.

5.3.3 QU(ABS) operating strategy

The QU(ABS) operating strategy enables the wind energy converter to ride through temporary symmetrical and unsymmetrical grid faults of up to 5 s without disconnecting from the grid.

A grid fault is detected as soon as the deviation of the positive-sequence voltage at the reference point (U_+) from the 1-minute average value of the positive-sequence voltage (U_0) is greater than or less than, respectively, the specified voltage range (U_{OVRT} or U_{UVRT}), respectively.

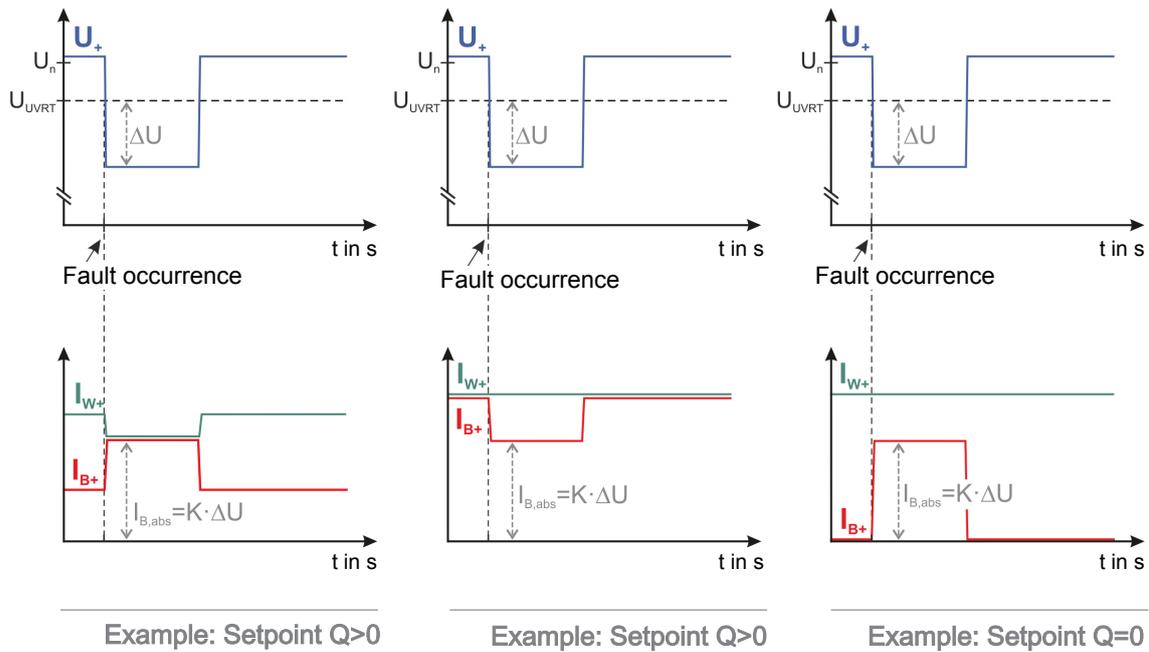


Fig. 13: Sample behaviour during grid voltage drop due to faults (positive-sequence component)

Depending on the voltage deviation and the configured proportionality factor K , the wind energy converter injects absolute reactive current into the positive-sequence component in the grid. In the case of a fault, the magnitude of the pre-fault reactive current has no effect on the magnitude of the absolute reactive current.

If the positive-sequence voltage falls below U_{UVRT} in the case of undervoltage or above U_{OVRT} in the case of overvoltage then an additional reactive current is injected, depending on the fault curve. The maximum fault duration t_{dUVRT} or t_{dOVRT} is up to 5 s. If the positive-sequence voltage returns to normal operation before the maximum fault duration has expired, the external Q setpoints are once more permitted and the wind energy converter injects the available active power, depending on the wind.

If the voltage does not return to the range above the limit value U_{UVRT} below the limit value U_{OVRT} within the permitted time range, the wind energy converter will shut down. It will start up automatically as soon as the start parameters configured in the wind energy converter are fulfilled once again through the measured grid characteristics.

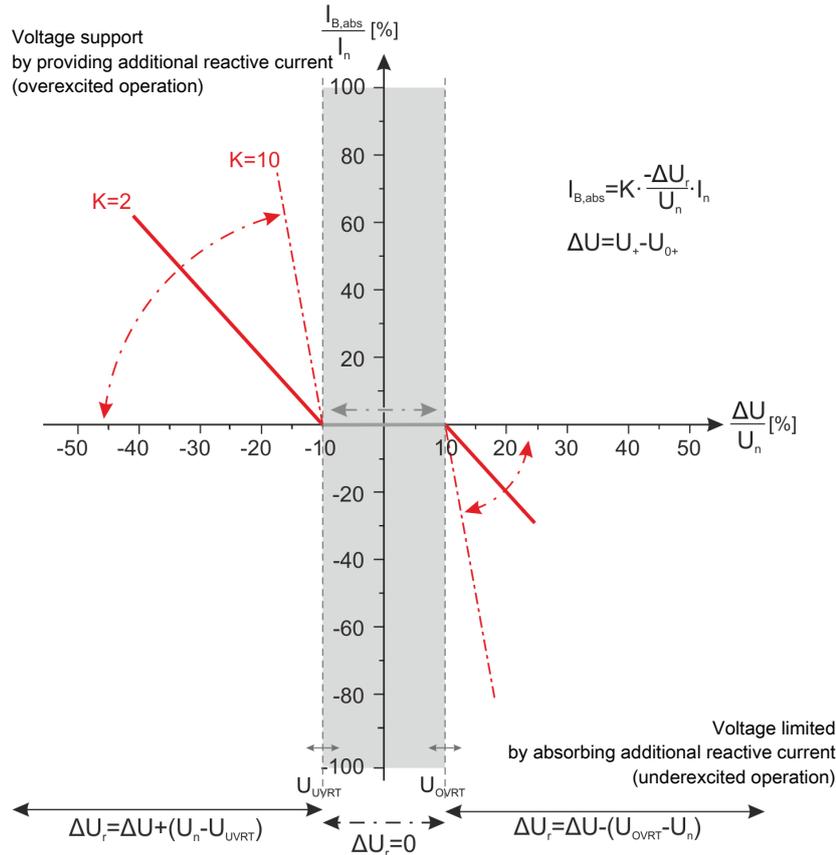


Fig. 14: Supporting/limiting grid voltage in the QU(ABS) operating strategy

The injection of additional reactive current can be deactivated (corresponds to $K = 0$).

The additionally required reactive current can lead to a situation in which the technical current limitation of the wind energy converter is reached. Consequently, a reduction must be undertaken so that the active current can be lowered during FRT operation.

Zero Power Mode

The QU(ABS) operating strategy is furnished with the option of an underlying Zero Power Mode (ZPM).

If the positive-sequence voltage drops below the configured voltage threshold U_{UVRT_ZPM} , then the FACTS control system will switch over to ZPM. In the event that the configured voltage threshold U_{OVRT_ZPM} is exceeded by the root mean square of a line-to-earth voltage, the FACTS control system will also switch to the ZPM. During the ZPM, the IGBTs of the inverters are blocked, which means that neither active nor reactive current is injected into the grid. The FACTS control system can remain in Zero Power Mode for a period of up to a maximum of 5 s (t_{dZPM}). The wind energy converter will shut down if the voltage does not return to the range above or below the voltage threshold value U_{UVRT_ZPM} or U_{OVRT_ZPM} respectively, within this permitted time period.

As soon as the positive-sequence voltage once again exceeds the limit U_{UVRT_ZPM} or as soon as all line-to-earth voltages fall below the value U_{OVRT_ZPM} within the permitted duration (t_{dZPM}), the active and reactive currents will be returned to their values for normal operation or FRT operation in accordance with their configurations in the QU(ABS) operating strategy. Activation of the underlying ZPM does not lead to any extension of the permitted time period (t_{dUVRT} or t_{dOVRT}), respectively, in FRT operation.

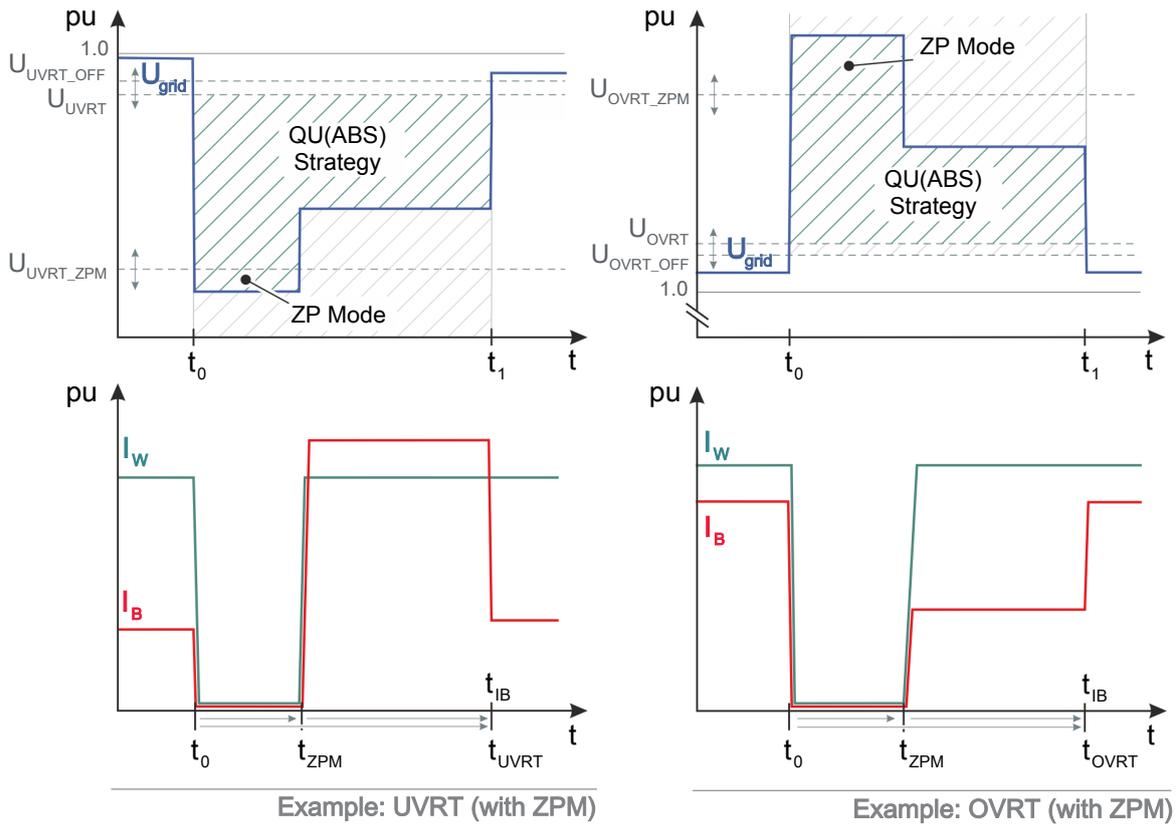


Fig. 15: Configurable limits of the QU(ABS) operating strategy and of the ZPM as depicted with exemplary fault curves

t_0	Start of the grid fault	t_1	End of the grid fault
t_{UVRT}	End of time recording in fault mode (UVRT)	t_{OVRT}	End of time recording in fault mode (OVRT)
t_{ZPM}	End of the ZPM		

For operation in ZPM, $I_{k,ZPM}$ is 0 during the grid fault. The other short-circuit currents listed in the wind energy converter-specific “Grid Performance” data sheets go to zero as soon as the ZPM is activated.

If the wind energy converter does not inject in any active power into the grid when a grid fault is detected, then the FACTS control system switches over to ZPM.

After the fault has been cleared, the FACTS control system exits the fault mode and the wind energy converter injects the available active power and reactive power based on the setpoint, depending on the wind conditions.

Tab. 20: QU(ABS) operating strategy parameters

Parameter		Value
K-factor OVRT (positive-sequence component)	K	0 ... 10
K-factor UVRT (positive-sequence component)	K	0 ... 10
Increment K-factor	-	0.1
Maximum time ZPM operation	t_{dZPM}	0.1 s ... 5 s
Increment maximum time	-	0.1 s
Undervoltage		
UVRT trigger voltage	U_{UVRT}	80 % ... 95 % of $U_n/\sqrt{3}$
UVRT return voltage	U_{UVRT_OFF}	80 % ... 95 % of $U_n/\sqrt{3}$
UVRT trigger voltage ZPM ¹	U_{UVRT_ZPM}	0 % ... 80 % of $U_n/\sqrt{3}$
Increment UVRT voltage	-	0.5 % of $U_n/\sqrt{3}$
Maximum time UVRT operation	t_{dUVRT}	0.1 s ... 5 s
Increment maximum time	-	0.1 s
Overvoltage		
OVRT trigger voltage	U_{OVRT}	100 % ... 125 % of $U_n/\sqrt{3}$
OVRT return voltage	U_{OVRT_OFF}	100 % ... 125 % of $U_n/\sqrt{3}$
OVRT trigger voltage ZPM ¹	U_{OVRT_ZPM}	110 % ... 150 % of $U_n/\sqrt{3}$
Increment OVRT voltage	-	0.5 % of $U_n/\sqrt{3}$
Maximum time OVRT operation	t_{dOVRT}	0.1 s ... 60 s
Increment maximum time	-	0.1 s
Gradient ZPM		
Active power gradient (after ZPM)	dP_{ZPM}/dt	0.05 MW/s ... 99 MW/s
Active power gradient increment (after ZPM)	-	0.05 MW/s
Reactive power gradient (after ZPM)	dQ_{ZPM}/dt	0.05 Mvar/s ... 99 Mvar/s
Reactive power gradient increment (after ZPM)	-	0.05 Mvar/s

¹ The parameters are simultaneously also the limit for ending the ZPM.

5.3.4 QU(UK) operating strategy

The QU(UK) operating strategy enables the wind energy converter to ride through temporary symmetrical and unsymmetrical grid faults of up to 5 s without disconnecting from the grid.

A grid fault is detected as soon as the deviation of the positive-sequence voltage at the reference point (U_+) from the 1-minute average value of the positive-sequence voltage (U_0) is greater than or less than, respectively, the specified voltage range (U_{OVRT} or U_{UVRT}), respectively.

Depending on the voltage deviation and the configured proportionality factor K , the wind energy converter injects additional reactive current into the positive-sequence component in the grid in addition to the reactive current that was injected immediately prior to the start of the fault.

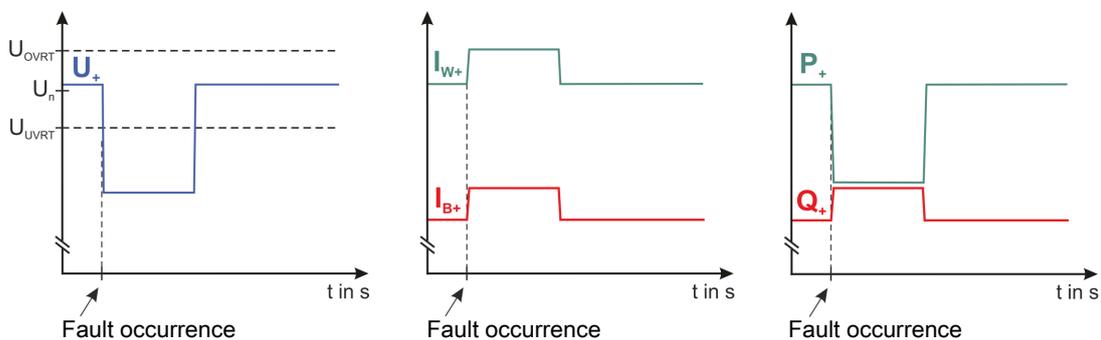


Fig. 16: Exemplary behaviour in the event of a fault in connection with a voltage drop (positive-sequence component)

The injection of additional reactive current can be deactivated ($K = 0$).

The additionally required reactive current can lead to a situation in which the technical current limitation of the wind energy converter is reached. In this event, prioritisation must be performed. In the QU(UK) operating strategy, the active current is prioritised in the case of a fault, so that a minimum of the pre-fault value is injected during FRT operation and the reactive current is thus reduced when the current limit is reached.

If the positive-sequence voltage falls within the configured range of U_{UVRT} and U_{iUVRT} with undervoltage or U_{OVRT} and U_{iOVRT} with overvoltage, respectively, then an additional reactive current is deployed, depending on the fault curve, (see ch. 5.1.1, p. 19). Changes to the external Q setpoint are not taken into account for a fault duration of up to 5 s. Following completion of the duration, the external Q setpoints are taken into account once again and the wind energy converter injects the available active power, depending on the wind. An additional reactive current continues to be deployed. This operating state can be maintained indefinitely.

If the positive-sequence voltage falls below or exceeds the limit U_{UVRT} or U_{iUVRT} , respectively, then the FACTS control system will remain in the fault mode of the operating strategy for a maximum period of t_{dUVRT} or t_{dOVRT} , respectively. If the voltage does not return to the range above or below the limits within the permitted time range, the wind energy converter will shut down. It will start up automatically as soon as the start parameters configured in the wind energy converter are fulfilled once again through the measured grid characteristics.

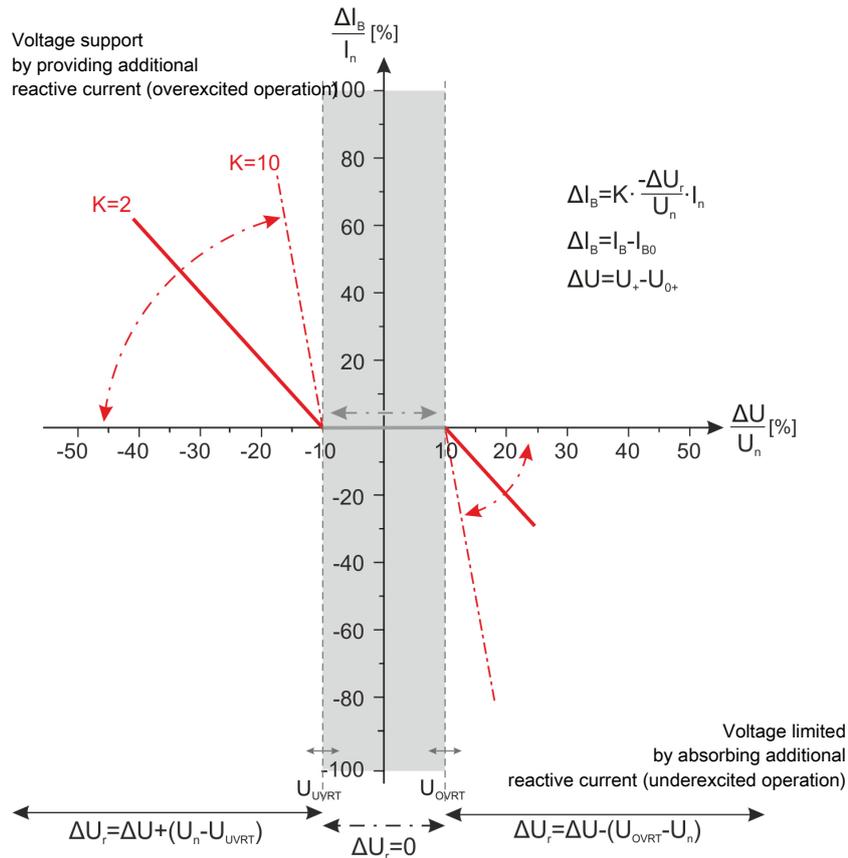


Fig. 17: Supporting/limiting grid voltage in the QU(UK) operating strategy

Zero Power Mode

The QU(UK) operating strategy is furnished with the option of an underlying Zero Power Mode (ZPM). The activation has the effect that the FACTS control system will switch to ZPM when the level exceeds a configurable voltage limit for a duration of up to a maximum of 5 s (t_{dZPM}).

If the positive-sequence voltage drops below the configured voltage threshold U_{UVRT_ZPM} , then the FACTS control system will switch over to ZPM. In the event that the configured voltage threshold U_{OVRT_ZPM} is exceeded by the root mean square of a line-to-earth voltage, the FACTS control system will also switch to the ZPM. During the ZPM, the IGBTs of the inverters are blocked, which means that neither active nor reactive current is injected into the grid. The FACTS control system can remain in ZPM for a period of up to a maximum of 5 s (t_{dZPM}). The wind energy converter will shut down if the voltage does not return to the range above or below the voltage threshold value U_{UVRT_ZPM} or U_{OVRT_ZPM} respectively, within this permitted time period.

As soon as the positive sequence voltage once again exceeds the limit U_{UVRT_ZPM} or as soon as all line-to-earth voltages fall below the value U_{OVRT_ZPM} within the permitted duration (t_{dZPM}), the active and reactive currents will be returned to their values for normal operation or FRT operation in accordance with their configurations in the QU(UK) operating strategy. Activation of the underlying ZPM does not lead to any extension of the permitted time period (t_{dUVRT} or t_{dOVRT}), respectively, in FRT operation.

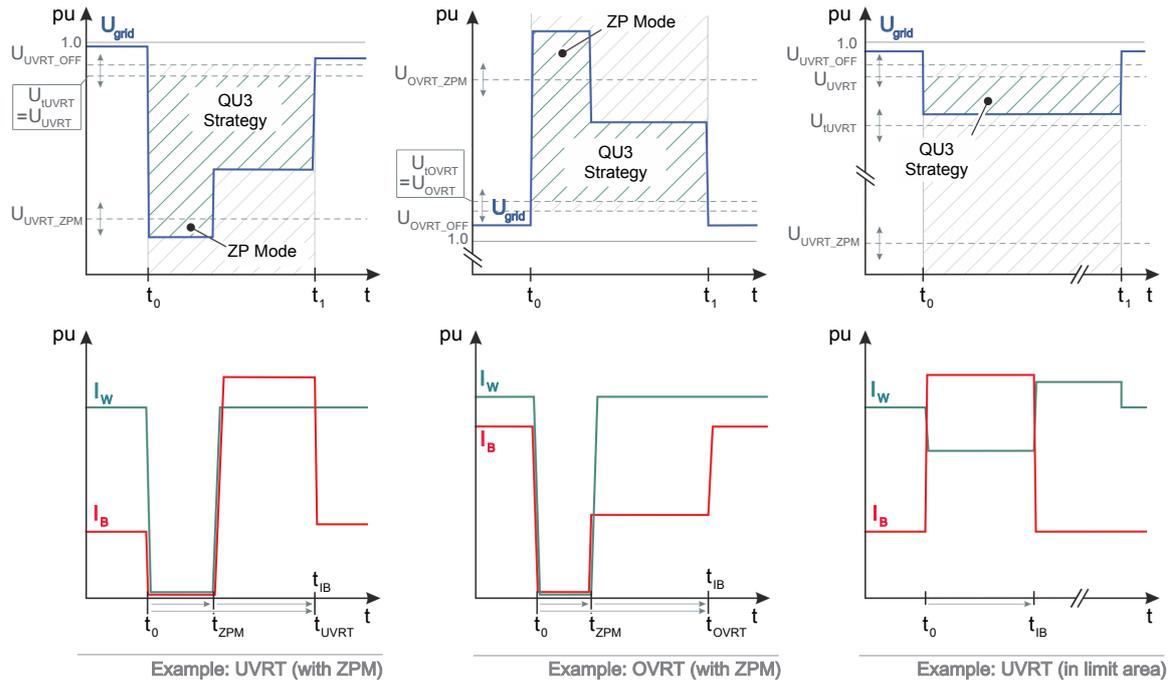


Fig. 18: Configurable limits of the QU(UK) operating strategy and of the ZPM as depicted with various fault curves

t_0	Start of the grid fault	t_1	End of the grid fault
t_{UVRT}	End of time recording in fault mode (UVRT)	t_{OVRT}	End of time recording in fault mode (OVRT)
t_{ZPM}	End of the ZPM	t_{IB}	End of additional reactive current injection

For operation in ZPM, $I_{k,ZPM}$ is 0 during the grid fault. The other short-circuit currents listed in the wind energy converter-specific “Grid Performance” data sheets go to zero as soon as the ZPM is activated.

If the wind energy converter does not inject in any active power into the grid when a grid fault is detected, then the FACTS control system switches over to ZPM.

After the fault has been cleared, the FACTS control system exits the fault mode and the wind energy converter injects the available active power and reactive power based on the setpoint, depending on the wind conditions.

Tab. 21: QU(UK) operating strategy parameters

Parameter		Value
K-factor OVRT (positive-sequence component)	K	0 ... 10
K-factor UVRT (positive-sequence component)	K	0 ... 10
Increment K-factor	-	0.1
Maximum time ZPM operation	t_{dZPM}	0 s ... 5 s
Increment maximum time	-	0.1 s
Undervoltage		
UVRT trigger voltage	U_{UVRT}	80 % ... 95 % of $U_n/\sqrt{3}$
UVRT return voltage	U_{UVRT_OFF}	80 % ... 95 % of $U_n/\sqrt{3}$
UVRT voltage start timer	U_{tUVRT}	80 % ... 95 % of $U_n/\sqrt{3}$
UVRT trigger voltage ZPM ¹	U_{UVRT_ZPM}	0 % ... 80 % of $U_n/\sqrt{3}$
Increment UVRT voltage	-	0.5 % of $U_n/\sqrt{3}$
Maximum time UVRT operation	t_{dUVRT}	0.1 s ... 5 s
Increment maximum time	-	0.1 s
Overvoltage		
OVRT trigger voltage	U_{OVRT}	100 % ... 125 % of $U_n/\sqrt{3}$
OVRT return voltage	U_{OVRT_OFF}	100 % ... 125 % of $U_n/\sqrt{3}$
OVRT voltage start timer	U_{tOVRT}	100 % ... 125 % of $U_n/\sqrt{3}$
OVRT trigger voltage ZPM ¹	U_{OVRT_ZPM}	110 % ... 150 % of $U_n/\sqrt{3}$
Increment OVRT voltage	-	0.5 % of $U_n/\sqrt{3}$
Maximum time OVRT operation	t_{dOVRT}	0.1 s ... 60 s
Increment maximum time	-	0.1 s
Gradient ZPM		
Active power gradient (after ZPM)	dP_{ZPM}/dt	0.05 MW/s ... 99 MW/s
Active power gradient increment (after ZPM)	-	0.05 MW/s
Reactive power gradient (after ZPM)	dQ_{ZPM}/dt	0.05 Mvar/s ... 99 Mvar/s
Reactive power gradient increment (after ZPM)	-	0.05 Mvar/s

¹ The parameters are simultaneously also the limit for ending the ZPM.

5.3.5 Zero Power operating strategy

The Zero Power operating strategy enables the wind energy converter to ride through temporary symmetrical and unsymmetrical grid faults of up to 5 s without disconnecting from the grid.

If the deviation of the instantaneous value of the positive-sequence voltage from the 1-minute average value of the positive-sequence voltage greater than or less than the specified voltage limits U_{OVRT} or U_{UVRT} , respectively, the FACTS control system will switch to Zero Power Mode (ZPM). The wind energy converter remains in operation although it no longer injects any current into the grid. The wind energy converter can either remain galvanically connected to the grid or be disconnected from the grid by opening the power contactors. If the voltage returns to the defined permissible range within a specified time period, the wind energy converter increases the active and reactive power by means of the separately configurable gradients dP_{ZPM}/dt and dQ_{ZPM}/dt to the available active power depending on the wind and the reactive power in accordance with the setpoint. The duration of the active and reactive power increase is not included in the maximum duration of the UVRT or OVRT mode (t_{dZPM}). When configuring the active and reactive power gradient a very low configuration value can lead to excessive temperature of the chopper resistors, and the wind energy converter will shut down.

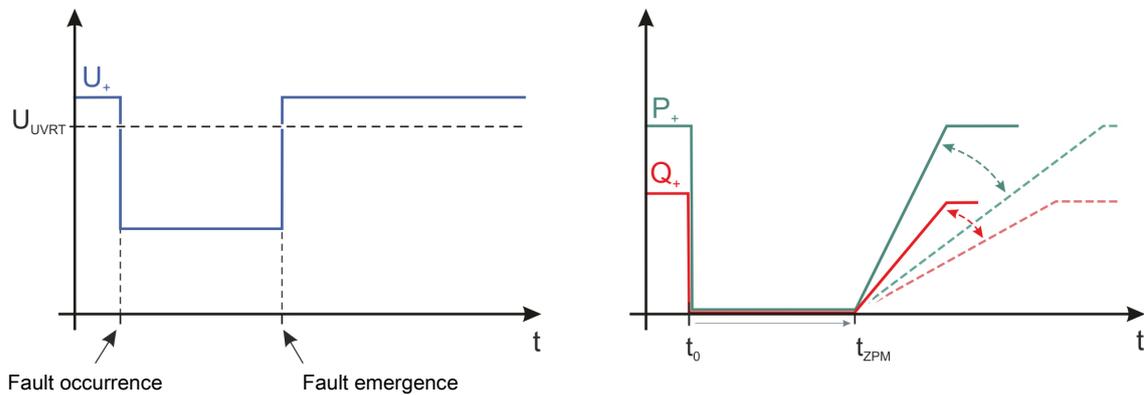


Fig. 19: Exemplary behaviour in the event of a fault in connection with a voltage drop (positive-sequence component)

If the voltage does not return to the permissible range within the specified time period, the wind energy converter will shut down. It will start up automatically as soon as the start parameters configured in the wind energy converter are fulfilled once again through the measured grid characteristics.

In the Zero Power operating strategy, $I_{k,ZPM} = 0$ during a grid fault. The other short-circuit currents listed in the wind energy converter-specific “Grid Performance” data sheets fall to zero.

Tab. 22: Parameters of the Zero Power operating strategy

Parameter		Value
Undervoltage		
UVRT trigger voltage	U_{UVRT}	80 % ... 95 % of $U_n/\sqrt{3}$
UVRT return voltage	U_{UVRT_OFF}	80 % ... 95 % of $U_n/\sqrt{3}$
Increment UVRT voltage	-	0.5 % of $U_n/\sqrt{3}$
Maximum time ZPM operation	t_{dZPM}	0.1 s ... 5 s
Increment maximum time	-	0.1 s
Overvoltage		
OVRT trigger voltage	U_{OVRT}	100 % ... 125 % of $U_n/\sqrt{3}$
OVRT return voltage	U_{OVRT_OFF}	100 % ... 125 % of $U_n/\sqrt{3}$
Increment OVRT voltage	-	0.5 % of $U_n/\sqrt{3}$
Maximum time ZPM operation	t_{dZPM}	0.1 s ... 5 s
Increment maximum time	-	0.1 s
Gradient ZPM		
Active power gradient (after ZPM)	dP_{ZPM}/dt	0.05 MW/s ... 99 MW/s
Active power gradient increment (after ZPM)	-	0.05 MW/s
Reactive power gradient (after ZPM)	dQ_{ZPM}/dt	0.05 Mvar/s ... 99 Mvar/s
Reactive power gradient increment (after ZPM)	-	0.05 Mvar/s

6 Start-up parameters

Prior to each start-up, the wind energy converter control system verifies whether the RMS voltage values of all three phases as well as the grid frequency are within a configurable permissible range.

If the RMS voltage value of any phase or the grid frequency is out of range, the wind energy converter does not start up.

Tab. 23: Start-up parameters

Parameter	Range	Increment
Mains undervoltage level for re-start	80 % ... 100 % of $U_n/\sqrt{3}$	0.5 % of $U_n/\sqrt{3}$
Mains overvoltage level for re-start	100 % ... 125 % of $U_n/\sqrt{3}$	0.5 % of $U_n/\sqrt{3}$
Mains underfrequency threshold for restart ($f_n=50$ Hz)	43 Hz ... 50 Hz	0.01 Hz
Mains underfrequency threshold for restart ($f_n=60$ Hz)	53 Hz ... 60 Hz	0.01 Hz
Mains overfrequency threshold for restart ($f_n=50$ Hz)	50 Hz ... 57 Hz	0.01 Hz
Mains overfrequency threshold for restart ($f_n=60$ Hz)	60 Hz ... 67 Hz	0.01 Hz

Start delay

Following shutdown of a wind energy converter as a result of a power failure and an associated reset of the wind energy converter control system, the start-up of the wind energy converter can be delayed.

Tab. 24: Start delay

Parameter	Range	Increment
Start delay	0:00:00 h ... 2:00:00 h	10 s

7 Power-frequency control

In the event of overfrequency in the grid, static or dynamic power-frequency control can be used to reduce the active power of the wind energy converter. The power-frequency control can be static or dynamic, with static power-frequency control is the default for the wind energy converter.

For both options (static or dynamic), the reference value for power-frequency control can be configured to be either the current active power or the nominal active power of the wind energy converter.

If power-frequency control uses the current active power as a reference, active output power is reduced immediately if the frequency exceeds limitation frequency f_3 or f_{limit} . The reference value for the power limitation is the current active power at the time when limitation frequency f_3 is reached, even if the grid frequency continues to drop.

If power-frequency control uses the wind energy converter's nominal active power as a reference, there is a delay in reducing active power if the current active power is less than the wind energy converter's nominal active power.

To reduce active power, the wind energy converter adjusts the blade angles.

7.1 Static power-frequency control

Static power-frequency control reduces active power depending on the current grid frequency.

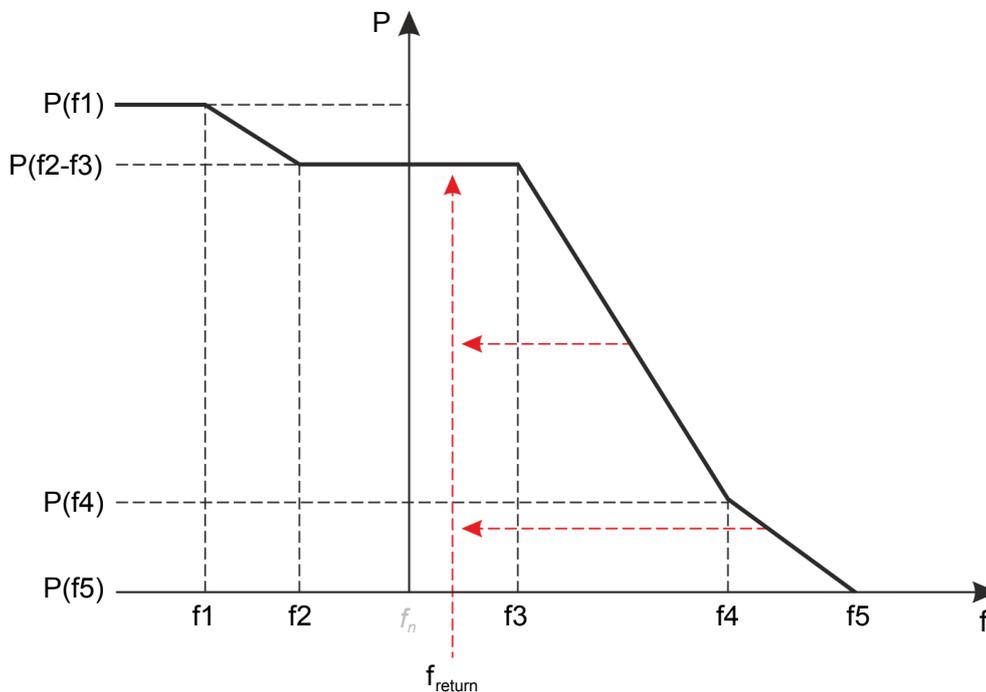


Fig. 20: Static power-frequency control

By default, active power is not limited below nominal frequency f_n ($P(f_2-f_3) = 100\% P_n$ or $100\% P_{actual}$). If a limitation of active power at the nominal frequency f_n is required, the corresponding setting can be made via the ENERCON SCADA system.

Tab. 25: Static power-frequency control

Parameter	Range	Increment
Limitation frequency f1	$f_1 < (f_2 - 0.1 \text{ Hz})$	0.01 Hz
Max. available active power at $f_{\text{grid}} \leq f_1$ ($P(f_1)$)	100 % (fixed)	-
Limitation frequency f2	$(f_n - 2 \text{ Hz}) \dots f_n$	0.01 Hz
Reserved power (f2-f3) ($P(f_2-f_3)$)	50 % ... 100 %	1 %
Limitation frequency f3	$f_n \dots (f_4 - 0.1 \text{ Hz})$	0.01 Hz
Limitation frequency f4	$(f_3 + 0.1 \text{ Hz}) \dots (f_5 - 0.1 \text{ Hz})$	0.01 Hz
Limitation power (f4) ($P(f_4)$)	0 % ... $P(f_2-f_3)$	1 %
Limitation frequency f5	$(f_4 + 0.1 \text{ Hz}) \dots (f_n + 7 \text{ Hz})$	0.01 Hz
Limitation power (f5) ($P(f_5)$)	0 % ... $P(f_4)$	1 %
Return frequency (f_{return})	$f_n \dots f_n + 7 \text{ Hz}$	0.01 Hz

The rise times when increasing the grid frequency are ≤ 2 s.

If the grid frequency decreases again after previously exceeding f3, and if $f_{\text{return}} \geq f_5$ the active power increases according to the specified characteristic (see fig. 20, p. 45). If the f_{return} value is smaller, active power remains limited until $f_{\text{grid}} \leq f_{\text{return}}$. At that point, the wind energy converter resumes injecting the maximum available active and reactive power.

If the grid frequency exceeds the preset limitation frequency f3 value for at least 1 s, the *Active power gradient (after over freq.)* parameter is activated. If a return frequency f_{return} is activated in the control system, the active power increase with the parameter does not take effect until the grid frequency is lower than the set return frequency f_{return} .

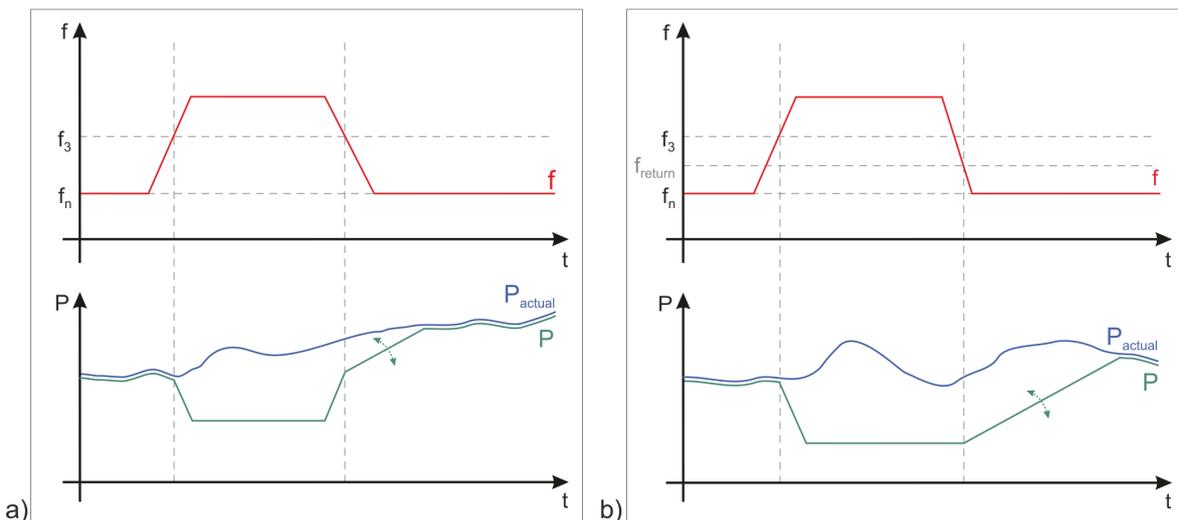


Fig. 21: Limitation of active power range

a)	Limitation of active power increase with return frequency
b)	Limitation of active power increase after dropping below the limitation frequency f3

The *Active power gradient (after over freq.)* parameter is deactivated as soon as dynamic power frequency control is selected in the wind energy converter control system. The controller is also deactivated when the wind energy converter's line contactors are open and no power is being fed into the grid.

If the grid frequency drops below the set value of limitation frequency f_2 the controller reacts to an underfrequency in the grid with the configurable gradients of the *Active power gradient (during operation)* parameter.

7.2 Dynamic power-frequency control

The wind energy converter’s active power is reduced by means of a configurable limiting gradient as soon as the grid frequency exceeds the limitation frequency (f_{limit}). Active power continues to be reduced for as long as the grid frequency is higher than the limitation frequency. If the frequency drops below the limitation frequency again, active power is increased using the same gradient that was used for the previous reduction (provided the wind speed is high enough). Reactive power is reduced and increased using the same gradient.

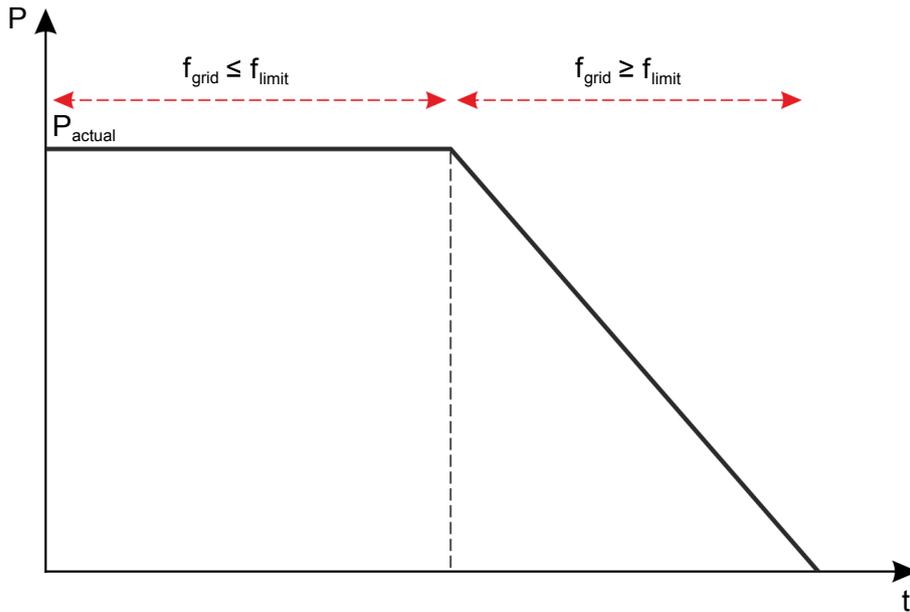


Fig. 22: Dynamic power-frequency control

Tab. 26: Dynamic power-frequency control

Parameter	Range	Increment
Limitation frequency (f_{limit})	$f_n \dots f_n + 7 \text{ Hz}$	0.01 Hz
Limitation gradient	1 %/s ... 25 %/s	1 %

8 Reactive power gradient

The reactive power Q of the wind energy converter is configurable. After the wind energy converter has received a new reactive power setpoint, reactive power is modified linearly during normal operation (see fig. 23, p. 49).

The new reactive power setpoint is used for the duration of the setpoint cycle time. The cycle time is the time that passes between receipt of the current and the preceding setpoint. It cannot be configured and depends on several factors such as delays in communication between a wind farm controller and the wind energy converter. The time required to reach the new setpoint therefore depends on the point in time the preceding setpoint was received. It is 100 ms at maximum and 10 ms at minimum. If the preceding setpoint was received more than 100 ms ago, the cycle time is set to 100 ms. In this way the actual reactive power value reaches the current setpoint after 100 ms at the latest.

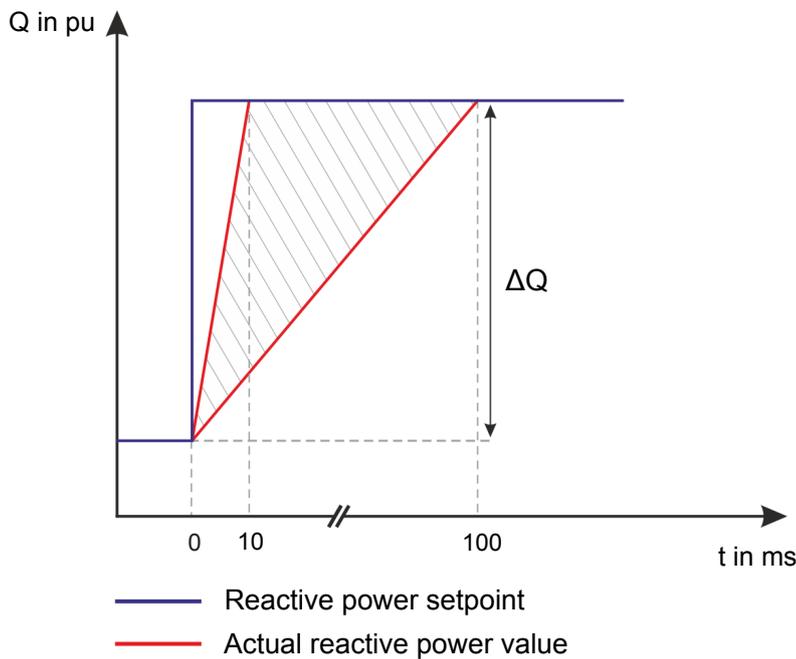


Fig. 23: Reactive power gradient

Cycle time during normal operation

Maximum value	100 ms
Minimum value ¹	10 ms

¹Can be implemented in accordance with the setpoint change cycle time

9 Reference point

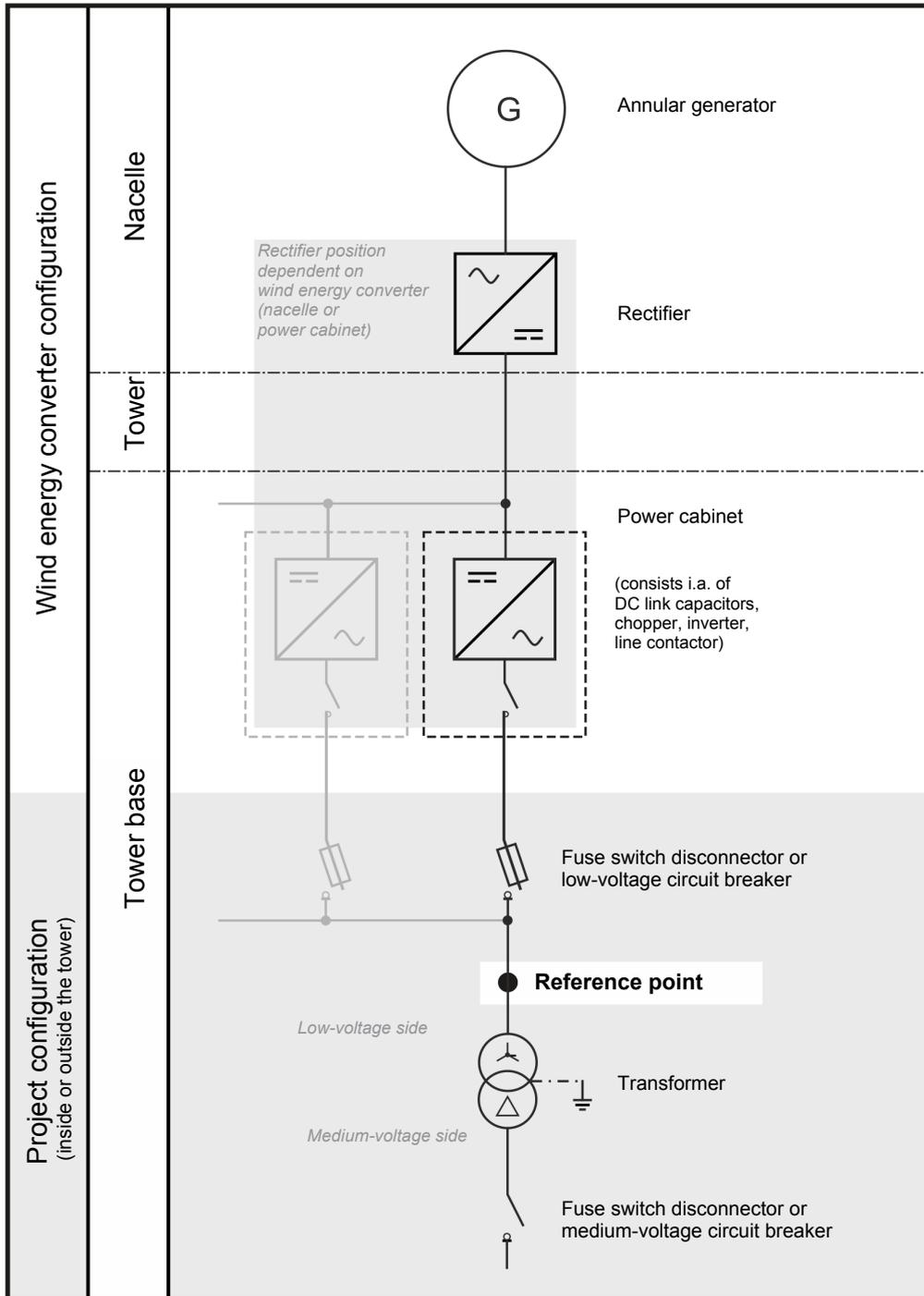


Fig. 24: Reference point

The ENERCON E-126 EP4 and E-141 EP4 wind energy converters feed power into the medium-voltage grid through two converter groups with two transformers.

These two systems are not interconnected on the low-voltage side of the transformers. The connection is made on the medium-voltage side. This is therefore a virtual reference point that does not exist physically.

List of symbols

Tab. 27: Symbol

Symbol	Designation
dP_{ZPM}/dt	Active power gradient (after ZPM)
dQ_{ZPM}/dt	Reactive power gradient (after ZPM)
$f<$	Underfrequency protection $f<$
$f<<$	Underfrequency protection $f<<$
$f>$	Overfrequency protection $f>$
$f>>$	Overfrequency protection $f>>$
$f1$	Limitation frequency $f1$
$f2$	Limitation frequency $f2$
$f3$	Limitation frequency $f3$
$f4$	Limitation frequency $f4$
$f5$	Limitation frequency $f5$
f_{grid}	Grid frequency
f_{limit}	Limitation frequency
f_{max}	Maximum frequency
f_{min}	Minimum frequency
f_n	Nominal frequency
f_{return}	Return frequency
$I_{k,ZPM}$	Short-circuit current during Zero Power Mode
I_W	Active current
I_{W+}	Positive-sequence active current
I_{W-}	Negative-sequence active current
I_B	Reactive current
I_{B+}	Positive-sequence reactive current
I_{B-}	Negative-sequence reactive current
$I_{B,abs}$	Absolute reactive current in the event of fault (positive-sequence component)
K	Proportionality factor
P_{actual}	Currently available active power
$P(f1)$	Maximum available active power at $f_{grid} \leq f1$
$P(f2-f3)$	Active power reduction with reference to P_{actual} or P_n between $f2$ and $f3$
$P(f4)$	Active power reduction with reference to P_{actual} or P_n at $f4$
$P(f5)$	Active power reduction with reference to P_{actual} or P_n at $f5$

Symbol	Designation
P_n	Nominal active power
$P(U>)$	Limitation voltage $P(U>)$
S_{max}	Rated apparent power
U_{OVRT}	OVRT trigger voltage
U_{OVRT_OFF}	OVRT return voltage
U_{OVRT_ZPM}	OVRT trigger voltage ZPM
U_{tOVRT}	OVRT voltage start timer
U_{UVRT}	UVRT trigger voltage
U_{UVRT_OFF}	UVRT return voltage
U_{UVRT_ZPM}	UVRT trigger voltage ZPM
U_{tUVRT}	UVRT voltage start timer
$U<$	Undervoltage protection $U<$
$U<<$	Undervoltage protection $U<<$
$U>$	Overvoltage protection $U>$
$U>>$	Overvoltage protection $U>>$
U_-	Negative-sequence voltage
U_+	Positive-sequence voltage
U_{0+}	1-minute average value of the positive-sequence voltage
U_{0-}	1-minute average value of the negative-sequence voltage
U_{eff}	RMS voltage value
U_{grid}	Grid voltage
U_n	Nominal voltage
U_{max}	Maximum continuous operating voltage
U_{min}	Minimum continuous operating voltage
$U_{min,temp}$	Temporary minimum voltage
t_0	Fault occurrence
t_{dOVRT}	Maximum time OVRT operation
t_{dUVRT}	Maximum time UVRT operation
t_{dZPM}	Maximum time ZPM operation
t_{IB}	End of additional reactive current injection
$t_{UVRT/OVRT}$	End of time recording in fault mode
t_{ZPM}	End of Zero Power Mode

Glossary of terms

Abrupt change in voltage	Deviation of the measured first fundamental voltage value of a voltage by an amount that is at least 5 % of the peak value of the nominal voltage of the instantaneous value of the continued pre-fault voltage(as per VDE-AR-N 4120:2015-01).
Delay	Configurable time period between detection of a grid fault by the protection equipment and giving the shutdown command to the switching device.
Fault Ride Through	Capability of the wind energy converter to remain connected to the grid for a limited period of time in the event of overvoltage or undervoltage in the utility's grid.
Over voltage ride through	Capability of the wind energy converter to remain connected to the grid for a limited period of time in the event of overvoltage in the utility's grid.
Pre-fault voltage	The pre-fault voltage is a voltage $u(t)$, the amplitude, frequency and phase position of which are the result of the averaging of the first fundamental voltage of the last 50 periods.
Response time	Time period between receiving a command to execute an action and completing that action.
Safety equipment	Electronic system for activating switching devices for protection against undesired events.
Switching device	Electromechanical device for switching electrical power.
Tripping time	Time period from the occurrence of a grid fault to shutdown of the wind energy converter by opening the switching device.
Under voltage ride through	Capability of the wind energy converter to remain connected to the grid for a limited period of time in the event of undervoltage in the utility's grid.
VDE-AR-N 4120:2015	Application rule with the title "Technical conditions for the connection and operation of customer systems in the high voltage grid". This is part of the VDE regulations and defines new requirements placed on the grid connection of wind farms.
Zero Power Mode	In Zero Power Mode, the wind energy converter blocks the IGBTs but remains in operation. There is no power feed to or power consumption from the grid.