

Mars 2017

(Annule et remplace la version de Déc2016)

EOLIS.NOROÎT

# PROJET DE PARC EOLIEN DE L'ÉPINETTE (NORD, 59)

## ETUDE DE DANGERS



**SAS EOLIS NOROÎT**

Tour de Lille  
Boulevard de Turin  
59777 Lille

Téléphone: 03.20.214.214

Télécopie: 03.20.131.231

# SOMMAIRE

<b>1</b>	<b>Préambule</b> .....	<b>8</b>
1.1	Objectif de l'étude de dangers.....	8
1.2	Contexte législatif et réglementaire .....	8
1.3	Nomenclature des installations classées .....	10
<b>2</b>	<b>Informations générales concernant l'installation</b> .....	<b>11</b>
2.1	Renseignements administratifs .....	11
2.1.1	Présentation de la SAS « Eolis NOROÏT » .....	11
2.1.2	Structure de la société mère ENGIE Green France.....	11
2.2	Localisation du site et description des machines .....	15
2.3	Définition de l'aire d'étude .....	16
<b>3</b>	<b>Description de l'environnement de l'installation</b> .....	<b>18</b>
3.1	Environnement humain .....	18
3.1.1	Zones urbanisées.....	18
3.1.2	Etablissements recevant du public (ERP).....	20
3.1.3	Installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) et installations nucléaires de base.....	20
3.1.4	Autres activités .....	21
3.2	Environnement naturel.....	23
3.2.1	Contexte climatique .....	23
3.2.2	Risques naturels .....	26
3.2.3	Risques liés aux munitions anciennes de guerre .....	37
3.2.4	Zones naturelles sensibles .....	37
3.3	Environnement matériel .....	40
3.3.1	Voies de communication .....	40
3.3.2	Réseaux publics et privés .....	43
3.3.3	Autres ouvrages publics.....	44
3.3.4	Patrimoine historique et culturel.....	44
3.4	Cartographie de synthèse.....	46
<b>4</b>	<b>Description de l'installation</b> .....	<b>51</b>
4.1	Caractéristiques de l'installation.....	51
4.1.1	Caractéristiques générales d'un parc éolien.....	51
4.1.2	Activité de l'installation.....	53
4.1.3	Composition de l'installation .....	53
4.2	Fonctionnement de l'installation.....	56
4.2.1	Principe de fonctionnement d'un aérogénérateur .....	56

4.2.2	Sécurité de l'installation.....	68
4.2.3	Opérations de maintenance de l'installation .....	74
4.2.4	Stockage et flux de produits dangereux.....	76
<b>4.3</b>	<b>Fonctionnement des réseaux de l'installation .....</b>	<b>77</b>
4.3.1	Raccordement électrique.....	77
4.3.2	Autres réseaux.....	82
<b>5</b>	<b>Identification des potentiels de dangers de l'installation .....</b>	<b>83</b>
<b>5.1</b>	<b>Potentiels de dangers liés aux produits .....</b>	<b>83</b>
5.1.1	Les produits entrants .....	83
5.1.2	Les produits sortants.....	92
<b>5.2</b>	<b>Potentiels de dangers liés au fonctionnement de l'installation .....</b>	<b>93</b>
<b>5.3</b>	<b>Réduction des potentiels de dangers à la source.....</b>	<b>95</b>
5.3.1	Principales actions préventives .....	95
5.3.2	Utilisation des meilleures techniques disponibles.....	95
<b>6</b>	<b>Analyse des Retours d'expérience .....</b>	<b>96</b>
<b>6.1</b>	<b>Inventaire des accidents et incidents en France .....</b>	<b>96</b>
<b>6.2</b>	<b>Inventaire des accidents et incidents à l'international .....</b>	<b>97</b>
<b>6.3</b>	<b>Inventaire des accidents majeurs survenus sur les sites de l'exploitant.....</b>	<b>100</b>
<b>6.4</b>	<b>Synthèse des phénomènes dangereux redoutés issus du retour d'expérience..</b>	<b>100</b>
6.4.1	Analyse de l'évolution des accidents en France .....	100
6.4.2	Analyse des typologies d'accidents les plus fréquents.....	100
6.4.3	Limites d'utilisation de l'accidentologie .....	101
<b>7</b>	<b>Analyse Préliminaire des Risques .....</b>	<b>102</b>
<b>7.1</b>	<b>Objectif de l'analyse préliminaire des risques .....</b>	<b>102</b>
<b>7.2</b>	<b>Recensement des événements exclus de l'analyse des risques.....</b>	<b>102</b>
<b>7.3</b>	<b>Recensement des agressions externes potentielles .....</b>	<b>103</b>
7.3.1	Agressions externes liées aux activités humaines.....	103
7.3.2	Agressions externes liées aux phénomènes naturels.....	104
<b>7.4</b>	<b>Scénarios étudiés dans l'Analyse Préliminaire des Risques.....</b>	<b>104</b>
<b>7.5</b>	<b>Effets dominos .....</b>	<b>108</b>
<b>7.6</b>	<b>Mise en place des mesures de sécurité.....</b>	<b>108</b>
<b>7.7</b>	<b>Conclusion de l'analyse préliminaire des risques .....</b>	<b>115</b>
<b>8</b>	<b>Etude détaillée des risques.....</b>	<b>116</b>
<b>8.1</b>	<b>Rappel des définitions .....</b>	<b>116</b>
8.1.1	Cinétique.....	116
8.1.2	Intensité .....	117
8.1.3	Gravité .....	118
8.1.4	Probabilité.....	119

<b>8.2</b>	<b>Caractérisation des scénarios retenus .....</b>	<b>121</b>
8.2.1	Effondrement de l'aérogénérateur .....	121
8.2.2	Chute de glace.....	127
8.2.3	Chute d'éléments de l'aérogénérateur .....	132
8.2.4	Projection de pales ou de fragments de pales.....	136
8.2.5	Projection de glace .....	143
<b>8.3</b>	<b>Effets cumulés.....</b>	<b>149</b>
<b>8.4</b>	<b>Synthèse de l'étude détaillée des risques.....</b>	<b>150</b>
8.4.1	Tableau de synthèse des scénarios étudiés.....	150
8.4.2	Synthèse de l'acceptabilité des risques.....	151
8.4.3	Cartographie des risques.....	152
<b>9</b>	<b>Conclusion.....</b>	<b>159</b>
<b>10</b>	<b>Annexes.....</b>	<b>167</b>
<b>10.1</b>	<b>Annexe 1 : Méthode de comptage des personnes pour la détermination de la gravité potentielle d'un accident à proximité d'un aérogénérateur.....</b>	<b>167</b>
<b>10.2</b>	<b>Annexe 2 : Tableau de l'accidentologie française.....</b>	<b>170</b>
<b>10.3</b>	<b>Annexe 3 : Scénarios génériques issus de l'Analyse Préliminaire des Risques..</b>	<b>176</b>
<b>10.4</b>	<b>Annexe 4 : Glossaire .....</b>	<b>181</b>
<b>10.5</b>	<b>Annexe 5 : Bibliographie et références utiles .....</b>	<b>185</b>
<b>10.6</b>	<b>Annexe 6 : Certificat DU RESPECT DES NORMES POUR SENVION3.4M104 .....</b>	<b>186</b>
10.6.1	Annexe 6.1 : Certificat de conformité IEC61400-1 : 2005.....	186
10.6.2	Annexe 6.2 : Elements justificatifs du respect des normes IEC 61400-24 et EN 62305-3	187
<b>10.7</b>	<b>Annexe 7 : Certificat DU RESPECT DES NORMES POUR VESTAS V105-3.3 .....</b>	<b>204</b>
10.7.1	Annexe 7.1 : Certificat de conformité IEC61400-1 : 2005.....	204
10.7.2	Annexe 7.2 : Elements justificatifs du respect des normes IEC 61400-24 et EN 62305-3	208
<b>10.8</b>	<b>Annexe 8 : Certificat DU RESPECT DES NORMES POUR SIEMENS 3.2-101.....</b>	<b>225</b>
10.8.1	Annexe 8.1 : Certificat de conformité IEC61400-1 : 2005.....	225
10.8.2	Annexe 8.2 : Elements justificatifs du respect des normes IEC 61400-24 et EN 62305-3	228
<b>10.9</b>	<b>Annexe 9 : Certificat DU RESPECT DES NORMES POUR GE 3.2-103 .....</b>	<b>232</b>
10.9.1	Annexe 9.1 : Certificat de conformité IEC61400-1 : 2005.....	232
10.9.2	Annexe 9.2 : Elements justificatifs du respect des normes IEC 61400-24 et EN 62305-3	240
<b>1.1</b>	<b>Annexe 10 : Certificats de conformité des liaisons électriques intérieures .....</b>	<b>253</b>

## LISTE DES CARTES

<i>Carte 1 : Implantations d'ENGIE Green (source : ENGIE GREEN, Décembre 2016) .....</i>	<i>12</i>
<i>Carte 2 : Extrait de la carte de la région Nord-Pas-de-Calais (source : Géoportail - 2016) .....</i>	<i>15</i>
<i>Carte 3 : Aire d'étude de l'installation (source : ENGIE GREEN – 2016) .....</i>	<i>17</i>
<i>Carte 4 : Distances des habitations et zones urbanisables aux aérogénérateurs (source : ENGIE GREEN – 2016) .....</i>	<i>19</i>
<i>Carte 5 : Ilots de culture aux alentours de Clary et Marez (source : Géoportail – 2016) .....</i>	<i>22</i>
<i>Carte 6 : Les climats en France (source : CNRS - 2000).....</i>	<i>23</i>
<i>Carte 7 : Nombre de jours de gelée et de neige par an en France (source : alertes-meteo.com - 2016) .....</i>	<i>24</i>
<i>Carte 8 : Carte du potentiel éolien en France (source : ADEME - 1996) .....</i>	<i>25</i>
<i>Carte 9 : Zonages sismiques du nord de France (source planseisme.fr - 2016).....</i>	<i>26</i>
<i>Carte 10 : Mouvements de terrain (glissement, éboulement, coulée, effondrement, érosion des berges) aux alentours de l'aire d'étude (source : BRGM – 2016) .....</i>	<i>27</i>
<i>Carte 11 : Cavités et aléa de retrait-gonflement des argiles aux environs de Busigny et Marez (source : BRGM – 2016) .....</i>	<i>28</i>
<i>Carte 12 : Nombre d'impacts de foudre par km<sup>2</sup>/an en France (source : Météo France - 2011) .....</i>	<i>30</i>
<i>Carte 13 : Vitesses de vents relevées pour différentes tempêtes ayant eu lieu dans la partie nord (source : Météo-France – 2016).....</i>	<i>32</i>
<i>Carte 14 : Communes exposées aux feux de forêt en France (source : developpement-durable.gouv.fr - 2016) .</i>	<i>33</i>
<i>Carte 15 : Bois et forêts aux environs des communes de Clary et Marez (source : Géoportail – 2016).....</i>	<i>33</i>
<i>Carte 16 : Zones inondables liées aux cours d'eau et aux fleuves (source : developpement-durable.gouv.fr – 2016) .....</i>	<i>34</i>
<i>Carte 17 : Cours d'eau présents dans la zone d'implantation (source : Géoportail - 2016) .....</i>	<i>35</i>
<i>Carte 18 : Risques d'inondation autour de Busigny et Marez (source : infoterre.brgm.fr – 2016) .....</i>	<i>36</i>
<i>Carte 19 : Eloignement du projet par rapport aux côtes (source : Géoportail - 2016).....</i>	<i>37</i>
<i>Carte 20 : Carte IGN des réseaux routiers de Clary et Marez (source : Géoportail – 2016) .....</i>	<i>41</i>
<i>Carte 21 : Extrait de la carte du réseau ferroviaire français (source : Réseaux Ferrés de France – 2016) .....</i>	<i>42</i>
<i>Carte 22 : Cartographie de synthèse des enjeux à protéger dans l'aire d'étude (source : ENGIE GREEN – décembre-2015) .....</i>	<i>50</i>
<i>Carte 23 : Plan détaillé de l'installation (source : Dossier de Permis de Construire – ENGIE GREEN – 2016) .....</i>	<i>55</i>
<i>Carte 24 : Synthèse du risque d'effondrement (source : ENGIE GREEN – 2016) .....</i>	<i>153</i>
<i>Carte 25 : Synthèse du risque de chute de glace (source : ENGIE GREEN – 2016).....</i>	<i>154</i>
<i>Carte 26 : Synthèse du risque de chute d'éléments (source : ENGIE GREEN – 2016) .....</i>	<i>155</i>
<i>Carte 27 : Synthèse du risque de projection de pale (source : ENGIE GREEN – 2016).....</i>	<i>156</i>
<i>Carte 28 : Synthèse du risque de projection de glace (source : ENGIE GREEN – 2016) .....</i>	<i>157</i>
<i>Carte 29 : Synthèse de l'ensemble des risques (source : ENGIE GREEN – 2016).....</i>	<i>158</i>

## LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Hauteur des précipitations à Epinoy sur la période de 1961 à 1990 (source : Infoclimat - 2016) .....	24
Figure 2 : Température moyenne et nombre de jours de gel à Epinoy sur la période de 1961 à 1990 (source : Infoclimat - 2016) .....	24
Figure 3 : Données de vent pour Clary et Marez – Mât de Clary (source : ENGIE GREEN - 2016).....	25
Figure 4 : Schéma simplifié d'un aérogénérateur (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012).....	52
Figure 5 : Illustration des emprises au sol d'un aérogénérateur (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012) .....	52
Figure 6 : Vue générale d'un aérogénérateur Senvion 3.4M 104 et vue en coupe de la nacelle (source : Senvion – 2016) .....	61
Figure 7 : Vue de dessus de la nacelle de la V112-3.3 (Source : w3.windfair.net – 2015).....	63
Figure 8 : Vue générale de l'aérogénérateur Vestas V112-3.3 (source : <a href="http://www.esru.strath.ac.uk/">http://www.esru.strath.ac.uk/</a> ) .....	63
Figure 9: Vue de profil de la nacelle de la Siemens SWT-3.2-101 (Source : Siemens – 2014).....	65
Figure 10 : Vue générale de l'aérogénérateur General Electric GE 3.2-103 (source : General Electric – 2016) ....	67
Figure 11 : Raccordement électrique prévisionnel des installations de l'Épinette (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012) .....	77
Figure 12 : Exemple de coupe type pour l'enfouissement de l'inter-éolien (Source : ENGIE GREEN) . <b>Erreur ! Signet non défini.</b>	
Figure 13 : Répartition des événements accidentels et de leurs causes premières sur le parc d'aérogénérateur français entre 2000 et 2010 (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012) .....	97
Figure 14 : Répartition des événements accidentels dans le monde entre 2000 et 2010 (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012) .....	98
Figure 15 : Répartition des causes premières d'effondrement entre 2000 et 2010 (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012) .....	98
Figure 16 : Répartition des causes premières de ruptures de pale entre 2000 et 2010 (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012) .....	99
Figure 17 : Répartition des causes premières d'incendies entre 2000 et 2010 (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012) .....	99
Figure 18 : Evolution du nombre d'incidents annuels en France et du nombre d'aérogénérateurs installés (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012) .....	100

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Nomenclature ICPE des aérogénérateurs (source : Décret n°2011-984 du 23 août 2011 - Légifrance) .....	10
Tableau 4 : Caractéristiques principales des aérogénérateurs retenus .....	16
Tableau 5 : Habitations ou zones urbanisables répertoriées dans la zone d'étude ou à proximité (source ENGIE GREEN – 2016) .....	18
Tableau 6 : Arrêtés de mouvements de terrains sur les communes de Clary et Marez (source : prim.net – 2016) .....	28
Tableau 7 : Inventaire des cavités sur le territoire d'étude (source: georisques.fr, 2016).....	29
Tableau 8: Arrêtés d'inondations sur les commune de Clary et de Marez (source : prim.net – Août 2016).....	35
Tableau 9 : Liste des ZNIEFF de type I inventoriées autour de l'aire d'étude (source: DREAL NPdC et Picardie) ..	38
Tableau 10 : Liste des ZNIEFF de type II inventoriées autour de l'aire d'étude (source: DREAL NPdC et Picardie)	38
Tableau 11 : Etude de l'exposition au risque sur le réseau routier de l'aire d'étude.....	47
Tableau 12 : Distance de l'aérogénérateur le plus proche du projet aux premiers enjeux à protéger (source : ENGIE GREEN – Août 2016).....	49
Tableau 13 : Implantation des aérogénérateurs et des postes de livraison du projet éolien de l'Épinette (source : ENGIE GREEN – Septembre 2016) .....	54
Tableau 14 : Synthèse du découpage fonctionnel de l'installation (source : ENGIE GREEN - 2015).....	58
Tableau 15 : Caractéristiques techniques d'un aérogénérateur Senvion 3.4M104 (source : Senvion - 2016) .....	60
Tableau 16 : Caractéristiques techniques d'un aérogénérateur Vestas V112-3.3 (source : Vestas - 2016).....	62
Tableau 17 : Caractéristiques techniques d'un aérogénérateur Siemens 3.2-101 (source : Siemens – 2016) .....	64
Tableau 18 : Caractéristiques techniques d'un aérogénérateur General Electric 3.2-103 (source : GE-2016).....	66

Tableau 19 : Mesures de sécurité des installations (source : Senvion – 2011).....	73
Tableau 20 : Planning prévisionnel des maintenances (source : ENGIE GREEN et Senvion – 2016).....	76
Tableau 22 : Produits entrants pour l'aérogénérateur Senvion (source : ENGIE GREEN et Senvion – 2012) .....	89
Tableau 23 : Signification des symboles de danger (source : www.inrs.fr – 2012) .....	90
Tableau 24 : Produits entrants et volumes pour les autres modèles aérogénérateurs.....	91
Tableau 25 : Produits sortants de l'installation (source : ENGIE GREEN – 2011) .....	92
Tableau 26 : Potentiels de dangers liés au fonctionnement de l'installation (source : ENGIE GREEN – 2012) .....	93
Tableau 27 : Agressions externes liées aux activités humaines (source : ENGIE GREEN – 2015).....	103
Tableau 28 : Agressions externes liées aux phénomènes naturels (source : ENGIE GREEN – 2012) .....	104
Tableau 29 : Analyse générique des risques (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012).....	108
Tableau 30 : Mesures de sécurité de l'installation (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012).....	114
Tableau 31 : Scénarios exclus de l'étude détaillée (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012) .....	115
Tableau 32 : Intensité et degré d'exposition (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012) .....	117
Tableau 33 : Nombre de personnes exposées et niveau de gravité correspondant (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012) .....	118
Tableau 34 : Echelle de probabilité (source : Arrêté du 29 septembre 2005 – Annexe 1).....	119

## 1 PREAMBULE

---

### 1.1 OBJECTIF DE L'ETUDE DE DANGERS

---

La présente étude de dangers a pour objet de rendre compte de l'examen effectué par EOLIS NOROÏT pour caractériser, analyser, évaluer, prévenir et réduire les risques du projet de parc éolien de « l'Épinette » sur les communes de Clary et Marez, autant que technologiquement réalisable et économiquement acceptable, que leurs causes soient intrinsèques aux substances ou matières utilisées, liées aux procédés mis en œuvre ou dues à la proximité d'autres risques d'origine interne ou externe à l'installation.

Cette étude est proportionnée aux risques présentés par les aérogénérateurs du parc de l'Épinette. Le choix de la méthode d'analyse utilisée et la justification des mesures de prévention, de protection et d'intervention sont adaptés à la nature et la complexité des installations et de leurs risques.

Elle précise l'ensemble des mesures de maîtrise des risques mises en œuvre sur le projet de parc éolien de l'Épinette, qui réduisent le risque à l'intérieur et à l'extérieur des aérogénérateurs à un niveau jugé acceptable par l'exploitant.

Ainsi, cette étude permet une approche rationnelle et objective des risques encourus par les personnes ou l'environnement, en satisfaisant les principaux objectifs suivants :

- Améliorer la réflexion sur la sécurité à l'intérieur de l'entreprise afin de réduire les risques et optimiser la politique de prévention ;
- Favoriser le dialogue technique avec les autorités d'inspection pour la prise en compte des parades techniques et organisationnelles dans l'arrêté d'autorisation ;
- Informer le public dans la meilleure transparence possible en lui fournissant des éléments d'appréciation clairs sur les risques.

### 1.2 CONTEXTE LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE

---

Les objectifs et le contenu de l'étude de dangers sont définis dans la partie du Code de l'Environnement relative aux installations classées. Selon l'article L. 512-1, l'étude de dangers expose les risques que peut présenter l'installation pour les intérêts visés à l'article L. 511-1 en cas d'accident, que la cause soit interne ou externe à l'installation.

L'arrêté du 29 septembre 2005 relatif à l'évaluation et à la prise en compte de la probabilité d'occurrence, de la cinétique, de l'intensité des effets et de la gravité des conséquences des accidents potentiels dans les études de dangers des installations classées soumises à autorisation fournit un cadre méthodologique pour les évaluations des scénarios d'accident majeurs. Il impose une évaluation des accidents majeurs sur les personnes uniquement et non sur la totalité des enjeux identifiés dans l'article L. 511-1. En cohérence avec cette réglementation et dans le but d'adopter une démarche proportionnée, l'évaluation des accidents majeurs dans l'étude de dangers d'un parc d'aérogénérateurs s'intéressera prioritairement aux dommages sur les personnes. Pour les parcs éoliens, les atteintes à l'environnement, l'impact sur le fonctionnement des radars et les problématiques liées à la circulation aérienne feront l'objet d'une évaluation détaillée au sein de l'étude d'impact.



Ainsi, l'étude de dangers a pour objectif de démontrer la maîtrise du risque par l'exploitant. Elle comporte une analyse des risques qui présente les différents scénarios d'accidents majeurs susceptibles d'intervenir. Ces scénarios sont caractérisés en fonction de leur probabilité d'occurrence, de leur cinétique, de leur intensité et de la gravité des accidents potentiels. Elle justifie que le projet permet d'atteindre, dans des conditions économiquement acceptables, un niveau de risque aussi bas que possible, compte tenu de l'état des connaissances et des pratiques et de la vulnérabilité de l'environnement de l'installation.

Selon le principe de proportionnalité, le contenu de l'étude de dangers doit être en relation avec l'importance des risques engendrés par l'installation, compte tenu de son environnement et de sa vulnérabilité. Ce contenu est défini par l'article R. 512-9 du Code de l'Environnement :

- Description de l'environnement et du voisinage ;
- Description des installations et de leur fonctionnement ;
- Identification et caractérisation des potentiels de danger ;
- Estimation des conséquences de la concrétisation des dangers ;
- Réduction des potentiels de danger ;
- Enseignements tirés du retour d'expérience (des accidents et incidents représentatifs) ;
- Analyse préliminaire des risques ;
- Etude détaillée de réduction des risques ;
- Quantification et hiérarchisation des différents scénarios en terme de gravité, de probabilité et de cinétique de développement en tenant compte de l'efficacité des mesures de prévention et de protection ;
- Représentation cartographique ;
- Résumé non technique de l'étude des dangers.

De même, la circulaire du 10 mai 2010 récapitulant les règles méthodologiques applicables aux études de dangers, à l'appréciation de la démarche de réduction du risque à la source et aux plans de prévention des risques technologiques (PPRT) dans les installations classées en application de la loi du 30 juillet 2003 précise le contenu attendu de l'étude de dangers et apporte des éléments d'appréciation des dangers pour les installations classées soumises à autorisation.

Conformément au Décret n° 2014-450 du 2 mai 2014 relatif à l'expérimentation d'une autorisation unique en matière d'installations classées pour la protection de l'environnement, cette étude de dangers comportera les éléments justifiant de la conformité des liaisons électriques intérieures avec la réglementation technique en vigueur (cf. 4.3.1 Raccordement électrique).

### 1.3 NOMENCLATURE DES INSTALLATIONS CLASSEES

Conformément à l'article R. 511-9 du Code de l'Environnement, modifié par le décret n°2011-984 du 23 août 2011, les parcs éoliens sont soumis à la rubrique 2980 de la nomenclature des installations classées :

A - Nomenclature des installations classées			
N°	DÉSIGNATION DE LA RUBRIQUE	A, E, D, S, C (1)	RAYON (2)
2980	Installation terrestre de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent et regroupant un ou plusieurs aérogénérateurs :		
	1. Comprenant au moins un aérogénérateur dont le mât a une hauteur supérieure ou égale à 50 m.....	A	6
	2. Comprenant uniquement des aérogénérateurs dont le mât a une hauteur inférieure à 50 m et au moins un aérogénérateur dont le mât a une hauteur maximale supérieure ou égale à 12 m et pour une puissance totale installée :		
	a) Supérieure ou égale à 20 MW.....	A	6
	b) Inférieure à 20 MW.....	D	

(1) A : autorisation, E : enregistrement, D : déclaration, S : servitude d'utilité publique, C : soumis au contrôle périodique prévu par l'article L. 512-11 du code de l'environnement.  
 (2) Rayon d'affichage en kilomètres.

Tableau 1 : Nomenclature ICPE des aérogénérateurs (source : Décret n°2011-984 du 23 août 2011 - Légifrance)

Le projet de parc éolien de L'Épinette comprend 7 aérogénérateurs dont les mâts ont une hauteur supérieure ou égale à 50 m : cette installation est donc soumise à autorisation (A) au titre des installations classées pour la protection de l'environnement et doit présenter une étude de dangers au sein de sa demande d'autorisation d'exploiter.

**Dans le cas du parc éolien de l'Épinette, le mât des aérogénérateurs a une hauteur supérieure à 50 m. Le présent projet relève donc du régime de l'autorisation (A). Pour rappel, le rayon d'affichage est de 6 km.**

## 2 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT L'INSTALLATION

---

### 2.1 RENSEIGNEMENTS ADMINISTRATIFS

---

Le projet de parc éolien est **porté par la société EOLIS NOROÎT**, Maître d'Ouvrage et futur exploitant de cette installation, filiale de la société ENGIE GREEN.

#### 2.1.1 PRÉSENTATION DE LA SAS « EOLIS NOROÎT »

---

Le projet éolien de l'Épinette a été développé depuis 2014 par ENGIE GREEN (anciennement MAÏA Eolis et Futures Energies), filiale à 100% du groupe ENGIE. EOLIS NOROÎT est une société projet **détenue à 100% par ENGIE GREEN FRANCE SAS**.

Afin de permettre l'identification et le développement du projet de l'Épinette, ENGIE GREEN a créé une structure pétitionnaire de la demande d'autorisation unique (regroupant permis de construire et autorisation d'exploiter) : la SAS EOLIS NOROÎT.

EOLIS NOROÎT est une Société par Actions Simplifiée au capital de 10 000 €. Son siège Social est situé à Tour de Lille, Boulevard de Turin – EURALILLE, 59777 LILLE. Cette société est inscrite au RCS de Lille sous le SIRET : 82044417200010.

#### 2.1.2 STRUCTURE DE LA SOCIÉTÉ MÈRE ENGIE GREEN FRANCE

---

ENGIE GREEN est une société du groupe ENGIE spécialisée dans la production d'électricité à partir de l'énergie éolienne.

L'objectif est de développer des projets, d'installer des fermes éoliennes dans le but de les exploiter en France par l'intermédiaire de filiales constituées préalablement sous forme de SAS (ou SNC pour MAÏA Eolis anciennement).

ENGIE Green est né de la fusion au 1er décembre 2016 d'ENGIE Futures Énergies et MAÏA Eolis, filiales détenues à 100% par le Groupe ENGIE.

Implanté sur 14 sites en France, au cœur des régions, ENGIE Green est un **acteur de référence des énergies renouvelables en France**. Près de 180 collaborateurs réalisent avec les acteurs locaux des projets adaptés et ambitieux qui révèlent les potentialités de chaque territoire. ENGIE Green a développé une expertise unique dans les domaines du développement, de la construction, de l'exploitation et de la maintenance des parcs éoliens.

ENGIE Green exploite **58 parcs éoliens pour une puissance totale installée de 810 MW** et également 6 parcs photovoltaïques pour une capacité installée de 50 MW. **Elle alimente ainsi environ 800 000 personnes en électricité verte par an, et dispose actuellement d'un portefeuille en développement de 1 200 MW.**

ENGIE Green est par ailleurs pleinement engagé dans le développement des énergies marines renouvelables avec notamment les projets de ferme pilote éolienne flottante au large de Leucate.

ENGIE Green est enfin également doté de deux Centres de Conduite des Énergies Renouvelables, basés à Châlons-en-Champagne et Estrées-Deniécourt, outils uniques et innovants qui supervisent 24h/24 les actifs éoliens et photovoltaïques du Groupe en France et en Europe. A fin 2016, plus de 800 MW éoliens et solaires sont pilotés à distance depuis ces Centres.



Carte 1: Implantations d'ENGIE Green (source : ENGIE GREEN, Décembre 2016)

En termes de ressources humaines, ENGIE Green emploie 108 cadres, 64 ETAM et 16 alternants afin de développer, concevoir, construire et réaliser la maintenance et l'exploitation de parcs éoliens sur le territoire français. Ces effectifs regroupent la Direction ainsi que toutes les équipes opérationnelles (Développement, Construction, Expertise, Exploitation-Maintenance, Communication, Finance, Stratégie et Innovation).

Pour assurer le bon fonctionnement de ses parcs éoliens, ENGIE GREEN s'appuie sur les compétences internes suivantes :

- Ingénierie de projet ;
- Financement de projet ;
- Expertise aérologique ;
- Expertise des aérogénérateurs (mécanique, électrique, rendement...) ;
- Expertise génie électrique ;
- Construction des parcs éoliens ;
- Maîtrise d'œuvre des travaux ;
- Exploitation et vente de l'énergie produite ;
- Maintenance et entretien des aérogénérateurs.

Un Département « Expertise », composé d'ingénieurs, intervient notamment en appui des équipes d'exploitation et de maintenance pour des missions diverses telles que :

- La surveillance des courbes de puissance des machines ;
- La vérification des conformités acoustiques ;
- Les prévisions de production ;
- Les retours d'expérience et analyses des pannes électriques et mécaniques ;
- La mise en place d'outils pour la maintenance prédictive ;
- La mise en place d'outils d'échange avec les gestionnaires de réseau ;
- Le développement d'outils de supervision en temps réel.

### 2.1.2.1 AGENCES D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE

---

Les agences d'exploitation et de maintenance regroupent 88 personnes, réparties sur l'ensemble du territoire national via 9 antennes : Lorient (56), Châlons-en-Champagne (51), Villers-lès-Nancy (54), Montpellier (34), Rivesaltes (66), Fauquembergues(62), Estrées-Deniécourt (80), Gondrecourt (55) et Méry-sur-Seine (10).

Les équipes de ces agences ont pour mission d'assurer la maintenance des parcs éoliens d'ENGIE GREEN et de suivre l'exploitation des parcs. La maintenance est mise en œuvre par les équipes d'ENGIE GREEN ou sous-traitée aux constructeurs d'éoliennes.

Ces activités sont menées conformément aux prescriptions du manuel d'entretien du fabricant des éoliennes. Les équipes sont régulièrement formées pour acquérir et développer les compétences techniques nécessaires à la réalisation de ces tâches.

Un suivi permanent des installations (7j/7 et 24h/24) couplé à un système d'astreinte permet d'intervenir en cas d'urgence sur un parc.

### 2.1.2.2 CENTRES DE CONDUITE ET D'EXPLOITATION (CCE)

---

Dispositifs uniques et novateurs, les Centres de Conduite, assurent un suivi précis en temps réel de chacune des machines des parcs et de chaque poste électrique qui leur sont raccordés, tout en permettant de procéder à tout moment à des manœuvres télécommandées. Ils permettent ainsi de renforcer la sécurité des installations, de renforcer la qualité des données transmises au Réseau de transport d'électricité (RTE) et de contribuer à l'amélioration de la prévisibilité de l'énergie éolienne. Les Centres de Conduite (basés à Châlons-en-Champagne et Estrées-Deniécourt) comprennent 12 personnes et supervisent des parcs éoliens et photovoltaïques du groupe ENGIE en France et en Europe.

- Le Centre de Conduite et d'Exploitation remplit ainsi quatre missions :
- La surveillance en temps réel des actifs de production 24h/24 et 7j/7 ;
- La gestion des interventions, tout en garantissant la sécurité des installations et des personnes ;
- L'optimisation de la production d'électricité ;
- La prévision de la production d'électricité.

**Les constructeurs des aérogénérateurs proposés pour le projet éolien sur les communes de Clary et Marez sont Senvion SAS (anciennement REpower SAS), Vestas, Siemens et General Electric.** Un modèle d'aérogénérateur sera ensuite choisi parmi les quatre proposés.

**Senvion SAS** est une filiale à 100% du turbinier allemand Senvion SE (anciennement REpower Systems SE). Créée en 2001, Senvion SAS est une société anonyme allemande concentrée sur le développement, la production et l'installation de centrales éoliennes multi-mégawatt. Senvion SAS a été créée pour commercialiser les éoliennes multi-mégawatt en France. Pour être proche de ses clients, Senvion SAS a opté pour une structure décentralisée avec onze centres de maintenance en France. Début 2012, Senvion SAS employait 180 salariés répartis sur toute la France.

**Siemens Energy** est l'un des 4 secteurs de Siemens AG. Créé en 2008, le Secteur Energy de Siemens est leader sur le marché mondial de l'énergie avec son offre complète de produits, services et solutions pour la production d'énergie dans des centrales thermiques classiques et

sur des sites de production à partir de sources renouvelables, mais aussi pour le transport d'énergie ou encore l'exploitation, la transformation et le transport du pétrole et du gaz.

Créée en 1945, la société danoise **Vestas Wind Systems A/S** est le plus grand fabricant d'éoliennes au monde. Avec un chiffre d'affaires de 3,583 milliards d'euros, elle possède une part de marché de 28 % en 2005. En France, l'entreprise est basée à Pérois, dans l'Hérault. En Allemagne, l'entreprise est localisée à Husum et Lauchhammer (fabrication des pales). À la fin de l'année 2005, Vestas employait 10 618 personnes dans 24 pays, dont le Danemark, la France, l'Allemagne, la Suède, l'Angleterre, l'Italie, le Japon, les États-Unis et l'Australie. Aujourd'hui elle en emploie 16 000 dont un peu plus de 230 en France.

**General Electric** est un conglomérat américano-canadien fondé en 1892 par la fusion d'une partie de Thomson-Houston Electric Company et d'Edison General Electric Company. En 2008, GE se répartit en 5 branches : GE Energy Infrastructure, GE Technology Infrastructure, GE Capital, GE Consumer & Industrial et NBC Universal. **GE Energy Infrastructure** est un ensemble de sociétés (réparties dans 3 grands pôles : GE Power and Water, GE Energy Services, GE Oil and Gas) spécialisées dans les services et les solutions de financement dans la recherche, l'exploitation et la mise en œuvre des ressources naturelles tels le vent, l'énergie solaire, le gaz, le pétrole et l'eau. Dans le domaine de l'énergie, elle fournit des gros équipements pour la production, le transport et la distribution d'électricité, notamment les réseaux intelligents, des centrales thermiques à base de turbines à vapeur et / ou de turbines à gaz avec les alternateurs associés, des éoliennes, des logiciels de gestion de réseaux (Smallworld). Elle est également un acteur majeur dans la désalinisation et le traitement des eaux usées.

**Cette étude de dangers a été rédigée par Camille Dubus, Ingénieur Qualité, Sécurité et Environnement chez ENGIE GREEN sur la base de la trame-type réalisée par le bureau d'études de l'INERIS et commandée par le Syndicat des Energies Renouvelables (SER) avec l'aide des participants au groupe de travail « étude de dangers » (développeurs, constructeurs, exploitants et mainteneurs).**

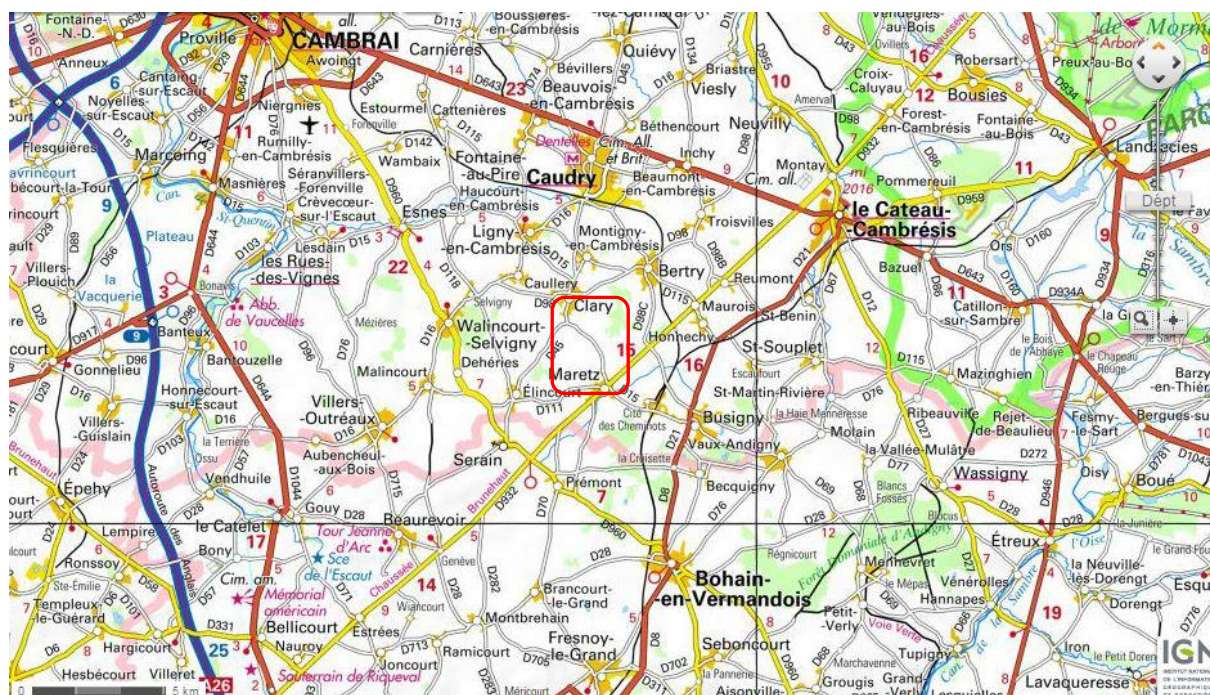
## 2.2 LOCALISATION DU SITE ET DESCRIPTION DES MACHINES

Dans la présente étude, lorsque l'implantation exacte des aérogénérateurs n'est pas indispensable, la zone du projet éolien de « l'Épinette » sera représentée par un rectangle rouge.

**Le parc éolien de l'Épinette est composé de 7 aérogénérateurs (E1 à E7) et de 2 PDL situés entre la commune de Clary et celle de Marez.**

**Ce parc éolien sera implanté sur les communes de Clary et Marez, dans le département du Nord (59), dans la région des Hauts-de-France (Nord-Pas-de-Calais-Picardie).**

Les principales agglomérations autour de la zone d'études sont : Cambrai à 18 km au Nord-Ouest, Caudry à 7 km au Nord, le Cateau-Cambrésis à 11 km au Nord-Est ainsi que le Bohain-en-Vermandois à 9 km au Sud. **Clary et Marez appartiennent à la Communauté de Communes du Caudrésis-Catésis.**



Carte 2 : Extrait de la carte de la région Nord-Pas-de-Calais (source : Géoportail - 2016)

Pour ce parc, quatre modèles d'aérogénérateurs de même gabarit sont envisagés dont les caractéristiques principales sont données dans le Tableau 2. Les caractéristiques les plus impactantes sont surlignées en bleu.

	<b>Senvion 3.4M104 @98</b>	<b>Vestas 112- 3.3 @94</b>	<b>Siemens SWT- 3.2-101 @99.5</b>	<b>General Electric 3.2-103 @98</b>
<b>Puissance nominale</b>	3,4MW	3,3 MW	3,2 MW	3,2 MW
<b>Tension de sortie</b>	950V	750 V	690 V	690V
<b>Hauteur totale en bout de pale</b>	150m	150 m	150 m	149,8 m
<b>Hauteur du moyeu</b>	98m	94 m	99,5 m	98,3 m
<b>Diamètre rotor</b>	104m	112 m	101 m	103 m
<b>Largeur base pale</b>	4,0m	4,0 m	3,4 m	3,64 m
<b>Longueur pale</b>	50,8m	54,65 m	49 m	50,2 m
<b>Largeur base mât</b>	4,7m	3,9 m	4,5 m	4,3 m

*Tableau 2 : Caractéristiques principales des aérogénérateurs retenus*

Quel que soit le modèle d'aérogénérateurs choisi, l'implantation est la même et est donnée au chapitre 4.1.3.

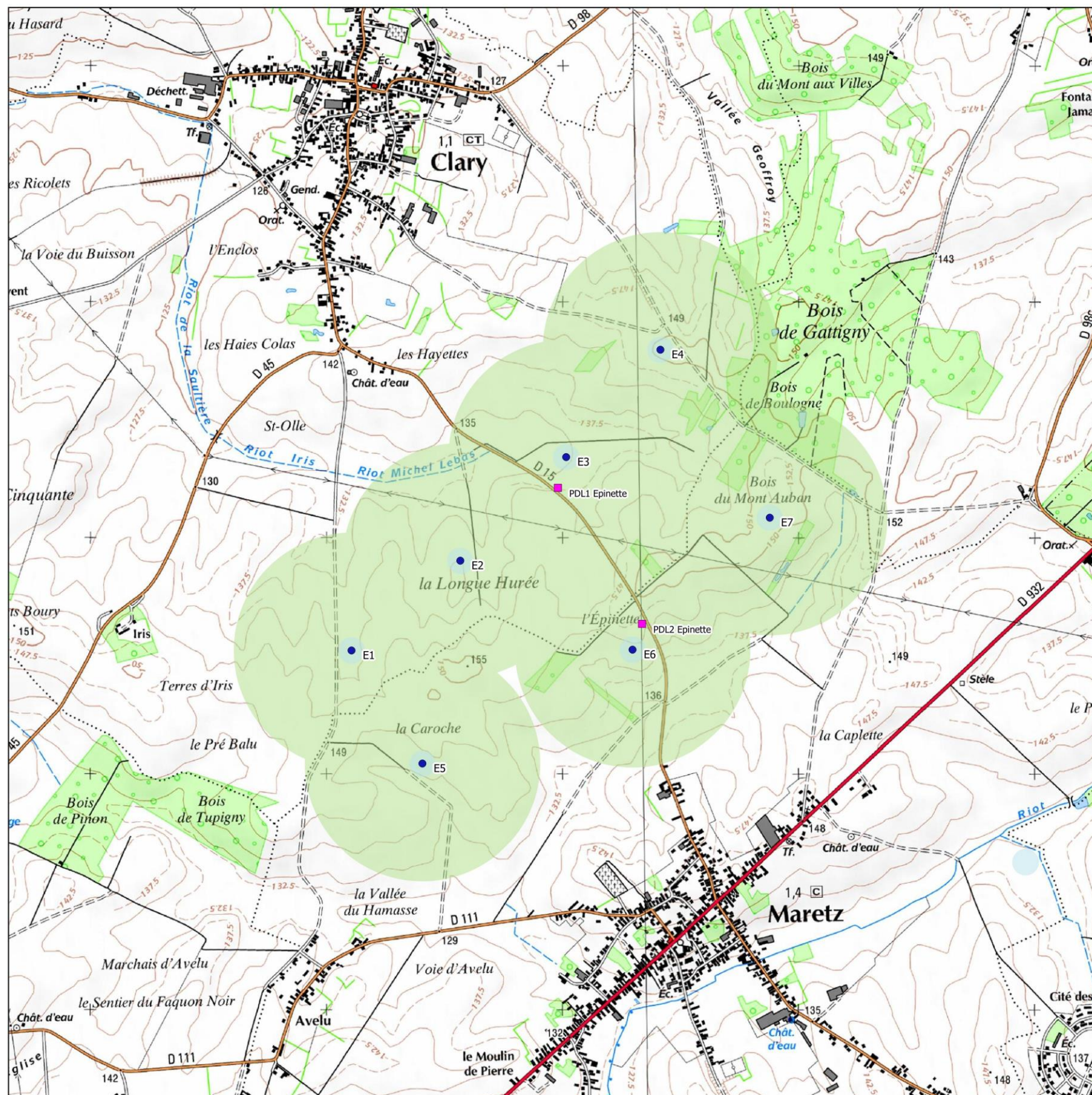
## 2.3 DEFINITION DE L'AIRE D'ETUDE

Compte tenu des spécificités de l'organisation spatiale d'un parc éolien, composé de plusieurs éléments disjoints, la zone sur laquelle porte l'étude de dangers est constituée d'une aire d'étude par éolienne.

**Chaque aire d'étude correspond à l'ensemble des points situés à une distance inférieure ou égale à 500 m à partir de l'emprise du mât de l'aérogénérateur.** Cette distance équivaut à la distance d'effet retenue pour les phénomènes de projection, telle que définie au paragraphe 8.2.4.

La zone d'étude n'intègre pas les environs des postes de livraisons, qui seront néanmoins représentés sur la carte. Les modélisations réalisées dans le cadre de la présente étude ont en effet démontré l'absence d'effet à l'extérieur du poste de livraison pour chacun des phénomènes dangereux potentiels pouvant l'affecter.





# Projet éolien de l'Épinette

Aire d'étude de l'installation

## Légende

- Aérogénérateurs projetés
- Poste de livraison
- Survol des pales (R=56m)
- Aire d'étude (R=500m)

**A3**

Echelle : 1:16 000

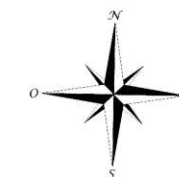
0 500 1000 m

ENGIE GREEN  
Tour de Lille (19ème étage)  
Boulevard de Turin  
59 777 LILLE

Tel : 03 20 214 214  
Fax : 03 20 131 231

Réalisation : Maxime Louage - ENGIE GREEN

Décembre 2016



Carte 3 : Aire d'étude de l'installation (source : ENGIE GREEN – 2016)

### 3 DESCRIPTION DE L'ENVIRONNEMENT DE L'INSTALLATION

Ce chapitre a pour objectif de décrire l'environnement dans la zone d'étude de l'installation, afin d'identifier les principaux intérêts à protéger (enjeux) et les facteurs de risque que peut représenter l'environnement vis-à-vis de l'installation (agresseurs potentiels).

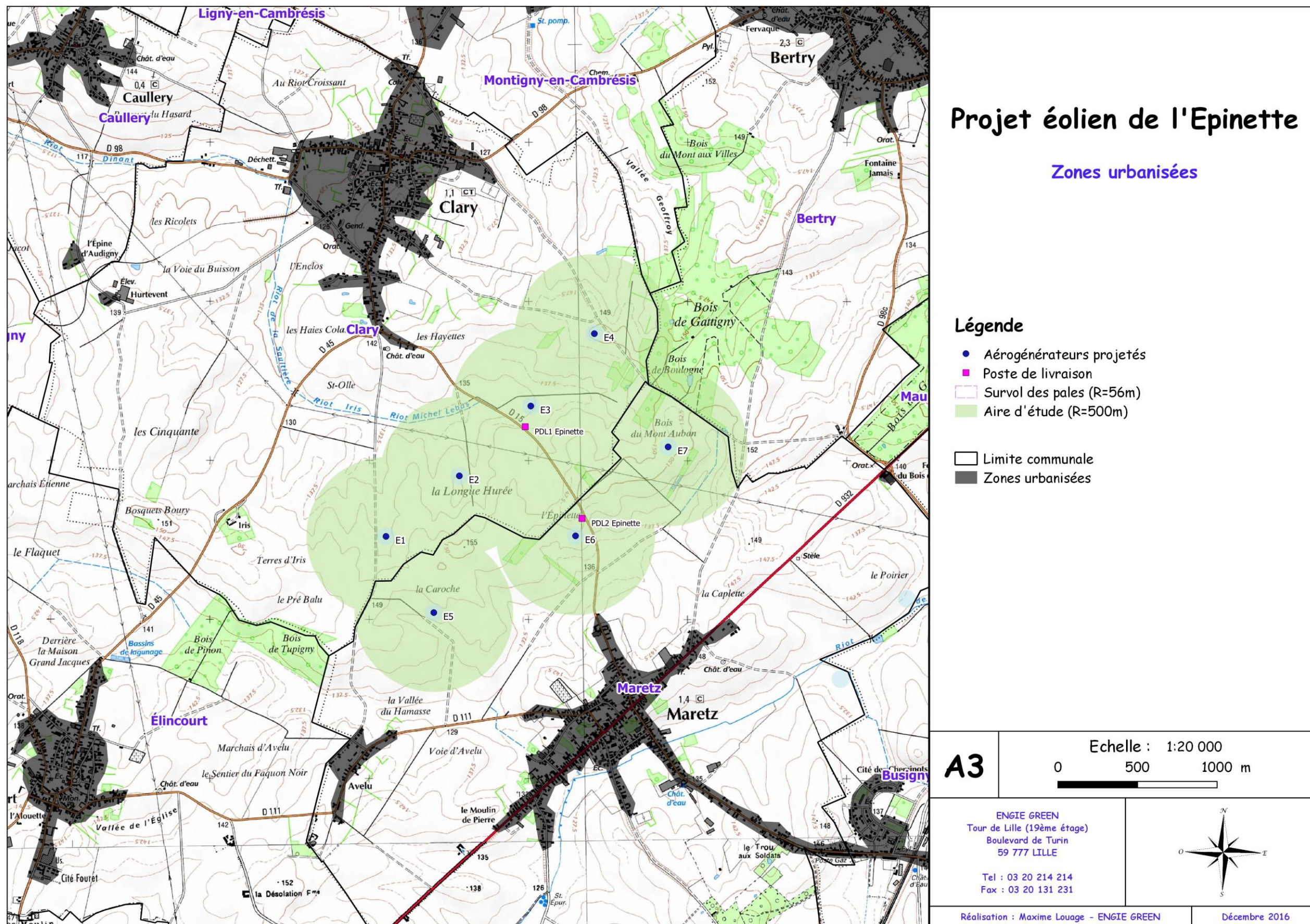
#### 3.1 ENVIRONNEMENT HUMAIN

##### 3.1.1 ZONES URBANISEES

**Aucune zone bâtie n'est répertoriée dans un périmètre de 500 mètres** autour des aérogénérateurs du projet. Sur Marez, la densité est de 131,3 habitants/km<sup>2</sup>, et sur Clary, elle est de 113,8. Les principaux bourgs répertoriés à proximité de l'aire d'étude sont les suivants :

<b>Communes (Hameaux)</b>	<b>Nombre d'habitants</b> (au recensement de l'Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques de 2013)	<b>Distance minimale par rapport à l'aérogénérateur le plus proche</b>
Marez	1485	530 m (E6)
Clary	1154	815 m (E3)
Maurois	406	1660 m (E7)
Busigny	2569	1760 m (E7)
Elincourt	634	1975 m (E1)
Bertry	2295	1980 m (E4)

Tableau 3 : Habitations ou zones urbanisables répertoriées dans la zone d'étude ou à proximité (source ENGIE GREEN – 2016)



Carte 4 : Distances des habitations et zones urbanisables aux aérogénérateurs (source : ENGIE GREEN – 2016)

---

### 3.1.2 ETABLISSEMENTS RECEVANT DU PUBLIC (ERP)

---

Les **Etablissements Recevant du Public (ERP)** sont constitués de tous les bâtiments, locaux ou enceintes dans lesquels des personnes sont admises ou dans lesquels sont tenues des réunions.

L'ERP le plus proche se situe à 996 mètres de l'aérogénérateur le plus proche (E6), il s'agit de la déchetterie de Marez.

---

### 3.1.3 INSTALLATIONS CLASSEES POUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT (ICPE) ET INSTALLATIONS NUCLEAIRES DE BASE

---

La définition d'une Installation Classée pour la Protection de l'Environnement (ICPE) est donnée par le *Livre V, Titre I, art. L 511-1 du Code de l'Environnement* : « installations exploitées ou détenues par toute personne physique ou morale, publique ou privée, qui peuvent présenter des dangers ou des inconvénients soit pour la commodité du voisinage, soit pour la santé, la sécurité, la salubrité publiques, soit pour l'agriculture, soit pour la protection de la nature, de l'environnement et des paysages, soit pour l'utilisation rationnelle de l'énergie, soit pour la conservation des sites et des monuments ainsi que des éléments du patrimoine archéologique ».

Le département du Nord compte 27 établissements concernés par la directive « SEVESO Seuil Haut AS (Avec Servitudes) ». Le plus proche est celui de la société TOTALGAZ à Arleux, situé à 41 km au Nord-Ouest de l'aire d'étude.

Le département voisin de l'Aisne compte 12 établissements concernés par la directive « SEVESO Seuil Haut AS (Avec Servitudes) ». Le plus proche est celui de la société TEREOS sur les communes d'Origny Sainte Benoîte, Neuville et Thenelles, situé à 30 km au Sud de l'aire d'étude.

Le département du Nord compte également 17 installations classées « Seveso Seuil Bas (SB) ». L'établissement le plus proche, est celui de la société GALVANISATION DU CAMBRESIS (France GALVA) sur le territoire de Honnechy, localisé à 2,4 km à l'Est de l'aire d'étude

Dans le département de l'Aisne, on recense 8 établissements classés « Seveso Seuil Bas (SB) ». Le plus proche est l'usine de production de cosmétiques de la société SOPROCOS, sur le territoire communal de Gauchy, à 36 km au Sud-Ouest de l'aire d'étude.

A noter également la présence de :

- Silos à Enjeux Très Importants (SETI), d'une capacité supérieure à 5 000 m<sup>3</sup> : ils sont au nombre de 25 dans le département du Nord. Le plus proche est à 30 km au Nord de la zone d'implantation projetée, sur la commune de Neuville-sur-Escaut. Il s'agit de la coopérative UNEAL. Ces silos sont au nombre de 18 dans le département de l'Aisne, le plus proche de la zone d'implantation étant celui de la coopérative CERENA, sur la commune de Vendhuile, à 19 km au Sud-Ouest de l'aire d'étude ;
- Dépôts d'engrais simples solides à base de nitrate d'ammonium, soumis à déclaration pour des stockages de 1 250 à 5 000 tonnes, et à autorisation au-delà. Le département du Nord en compte 4, dont le plus proche, exploité par la coopérative UNEAL, est situé sur la commune de Masnières, à 16 km à l'Ouest de l'aire d'étude ;
- Installations de réfrigération à l'ammoniac, soumises à déclaration pour des quantités utilisées de 150 kg à 1,5 tonne d'ammoniac, et à autorisation au-delà. Le département du Nord compte 17 installations de réfrigération à l'ammoniac. La plus proche se situe sur le territoire communal de Caudry, à 5 km au Nord de l'aire d'étude. Il s'agit d'une usine de production de pizzas et de lasagnes de la société SPAC.

Concernant Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE), de nombreux établissements sont inventoriés sur les territoires communaux d'implantation du projet (source : Basias - Juillet 2016). Ces établissements sont répertoriés dans le tableau ci-dessous.

Commune	Etablissement	Régime	Activité	Etat	Distance aux aérogénérateurs
Clary	SHELLBERRE SA	Déclaration	Dépôt d'hydrocarbure	En activité	0,8 km (E4)
	Jacques GUIDET	Déclaration	Garage	En activité	1,2 km (E4)
	Spécialité Interlock du Cambrésis	Déclaration	Bonneterie	En activité et partiellement en friche	1,6 km (E4)
	GAEC de Hurtevent	Autorisation	Elevage bovin	En activité	2 km (E7)
Maretz	Léandre LEMOINE	Inconnu	Dépôt de charbon	En activité	0,8 km (E5)
	André CREPIN	Inconnu	Pompe à essence	En activité	0,9 km (E5)

*Tableau 6 : Inventaire des ICPE en activité des communes d'implantation du projet (source : basias.brqm.fr, 2016)*

**Aucun ICPE n'est situé dans l'aire d'étude du projet.** L'établissement ICPE soumis à autorisation le plus proche est le GAEC de Hurtevent, situé à 2 km au Nord-Ouest de l'aire d'étude.

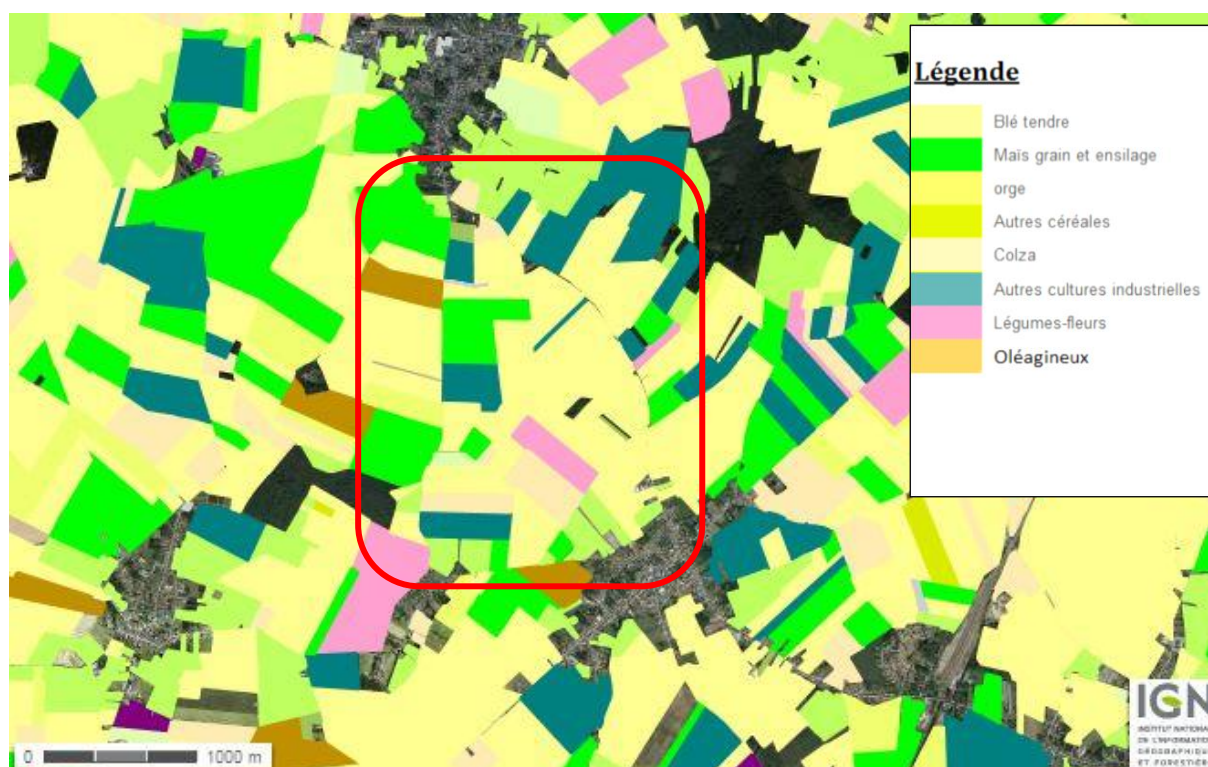
**Aucun établissement SEVESO n'est présent dans l'aire d'étude.** L'établissement SEVESO (Seuil Bas) le plus proche est situé à 2,4 km à l'Est de l'aire d'étude, sur la commune d'Honnechy. Il s'agit d'une usine de galvanisation de métaux « Galvanisation du Cambrésis », exploitée par la société France Galva.

**Aucun silo, ni dépôt d'engrais ou d'ammoniac n'est à signaler dans l'aire d'étude.**

**Aucun établissement nucléaire n'est présent dans l'aire d'étude éloignée.** La centrale nucléaire la plus proche se situe à 98 km à l'Est de l'aire d'étude.

### 3.1.4 AUTRES ACTIVITES

L'aire d'étude se situe sur des terrains agricoles occupés aujourd'hui par des cultures céréalières (maïs, blé), des pommes de terre et des betteraves, culture caractéristique de ce plateau agricole. De l'élevage bovin est également présent.



*Carte 5 : Ilots de culture aux alentours de Clary et Marez (source : Géoportail – 2016)*

**L'aire d'étude n'est concernée par aucun silo, ICPE ou activité nucléaire.**

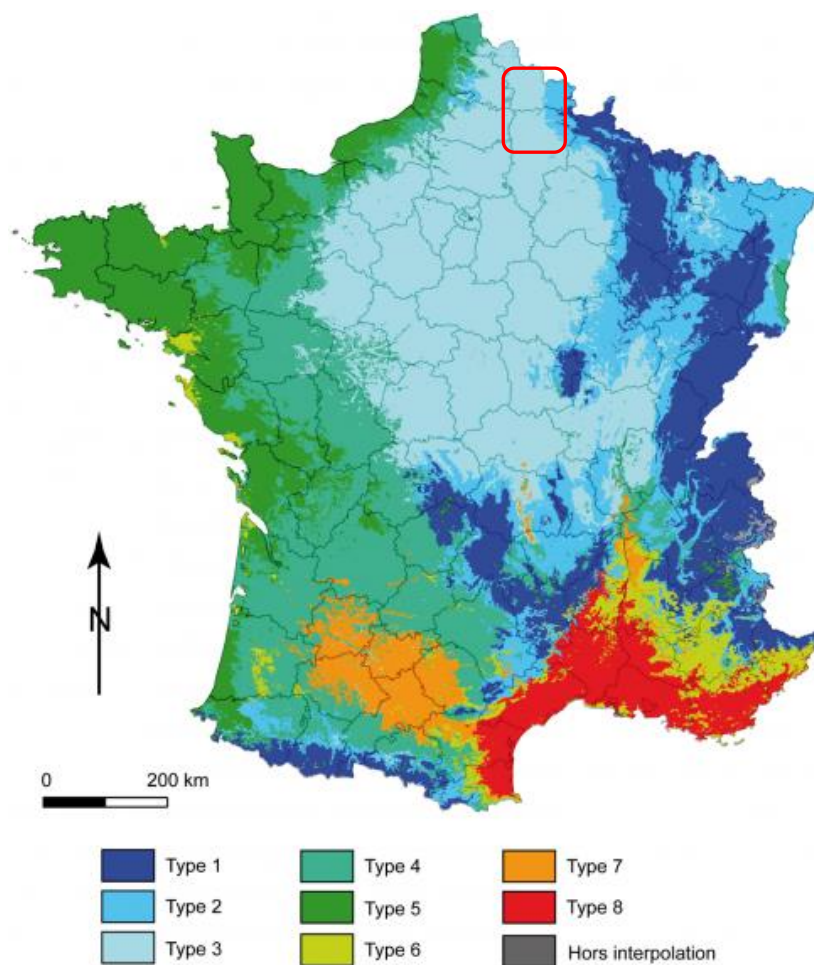
**L'établissement ICPE soumis à autorisation le plus proche est le GAEC de Hurtevent, situé à 2 km au Nord-Ouest de l'aire d'étude.**

**Aucune habitation, zone urbanisable ou ERP n'est à relever dans un périmètre de 500 mètres autour des aérogénérateurs du projet. L'aire d'étude et son environnement sont principalement à vocation agricole.**

## 3.2 ENVIRONNEMENT NATUREL

### 3.2.1 CONTEXTE CLIMATIQUE

Le territoire d'étude est soumis à un **climat océanique dit « de transition » (Type 3)**, avec quelques influences continentales. Les amplitudes thermiques sont modérées (un peu plus grandes que sur le littoral) et les hivers sont doux avec un temps instable. Il pleut en moyenne environ 600 à 650 mm par an.



*Type 1 : Montagne*

*Type 2 : Semi-continentale et marges montagnardes*

*Type 3 : Océanique dégradé des plaines du centre et du Nord*

*Type 4 : Océanique altéré*

*Type 5 : Océanique franc*

*Type 6 : Méditerranéen altéré*

*Type 7 : Bassin du sud-ouest*

*Type 8 : Méditerranéen franc*

Carte 6 : Les climats en France (source : CNRS - 2000)

La station de référence la plus proche est celle de Cambrai-Epinoy, à 25 km au Nord-Ouest de la zone d'implantation du projet.

	Janv.	Fév.	Mar.	Av.	Mai.	Juin.	Juil.	Août.	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Année
Hauteur moyenne (mm)	47,5	39,7	51	46,2	59,1	66,3	57,4	52,4	51,3	58,1	60,9	52,1	642

Figure 1 : Hauteur des précipitations à Epinoy sur la période de 1961 à 1990 (source : Infoclimat - 2016)

	Janv.	Fév.	Mar.	Av.	Mai.	Juin.	Juil.	Août.	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Année
T MIN (°C)	0,1	0,3	2,1	4,1	7,6	10,4	12,3	12,1	10,1	7,2	3,2	0,9	5,9
T MAX (°C)	4,9	6,3	9,5	13	17,2	20,2	22,3	22,4	19,5	14,9	8,9	5,8	13,7
T MOY (°C)	2,5	3,3	5,8	8,6	12,4	15,3	17,3	17,3	14,8	11,1	6	3,4	9,8
Nb jours avec T MAX < 0°C	4,2	2,2	0,3	0	0	0	0	0	0	0	0,4	3	10,1

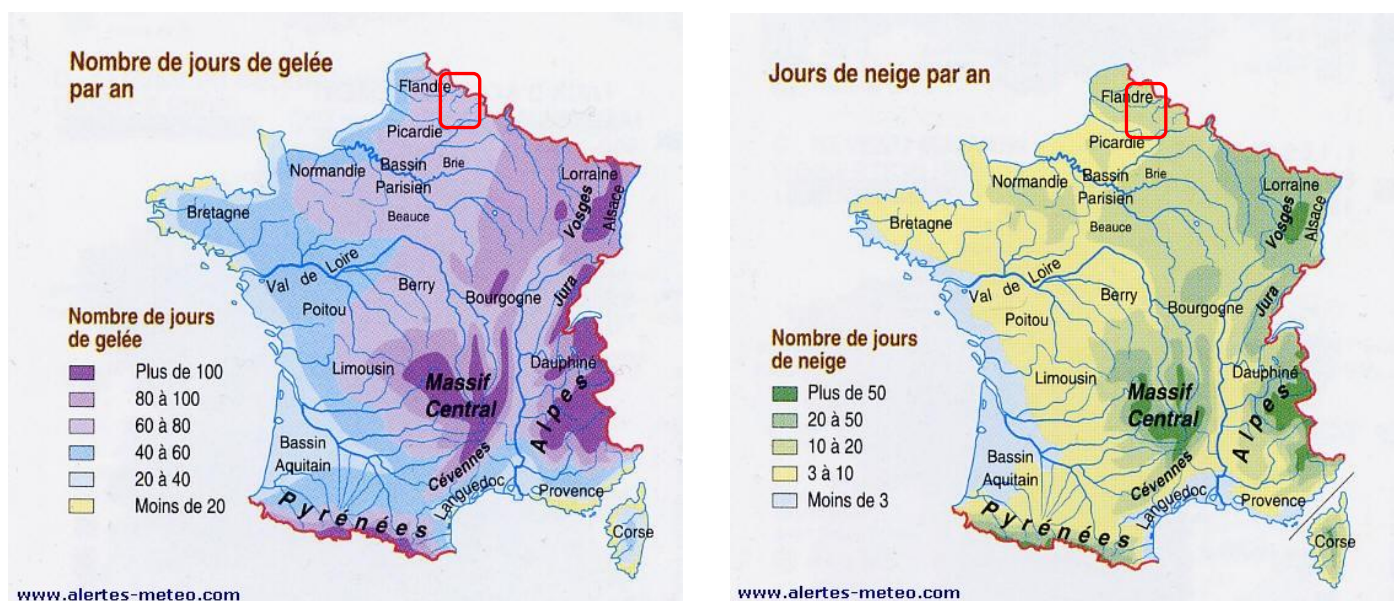
Figure 2 : Température moyenne et nombre de jours de gel à Epinoy sur la période de 1961 à 1990 (source : Infoclimat - 2016)

Ces tableaux permettent de relever les données climatiques moyennes :

- Des températures moyennes variant de 2,5 à 17,3°C tout au long de l'année ;
- Des moyennes mensuelles de précipitations variant de 39,7 à 66,3 mm tout au long de l'année.

La température moyenne annuelle sur 29 ans est de 9,8° et les précipitations sont en moyenne de 642 mm par an.

Le site présente entre 60 et 80 jours de gelées et 10 à 20 jours de neige par an (voir cartes ci-dessous). Le gel y est donc présent environ 20% de l'année.



Carte 7 : Nombre de jours de gelée et de neige par an en France (source : alertes-meteo.com - 2016)



La Figure 3 montre la vitesse moyenne des vents en fonction de leur provenance ainsi que la répartition des vitesses de vents en fonction de leur fréquence (en %). **Les vents les plus forts et les plus fréquents proviennent globalement du Sud-Ouest et du Sud.**

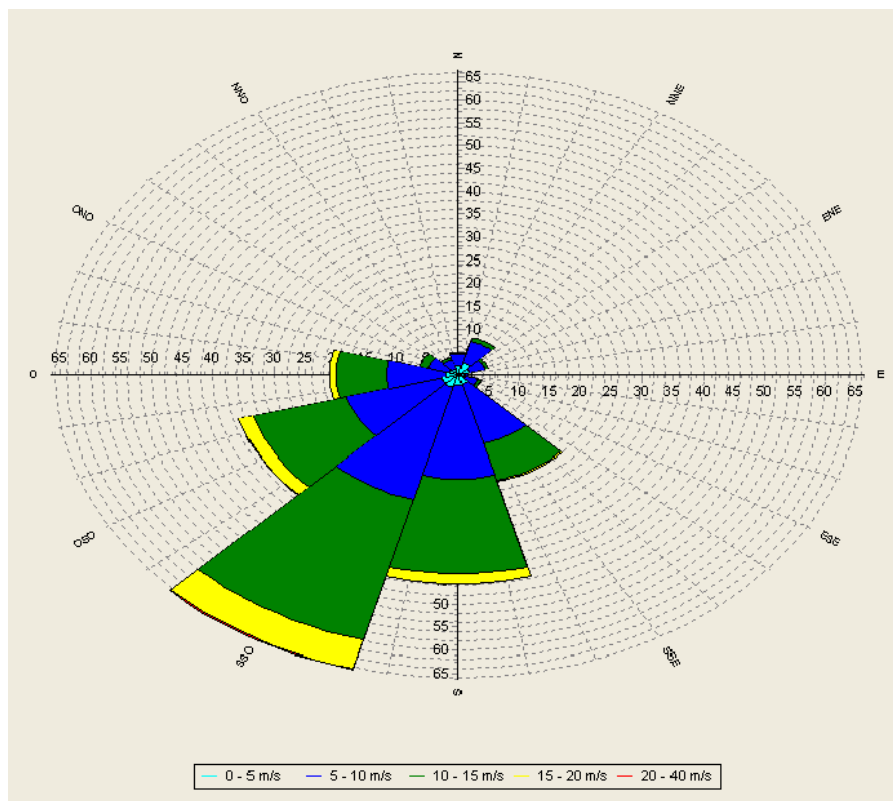
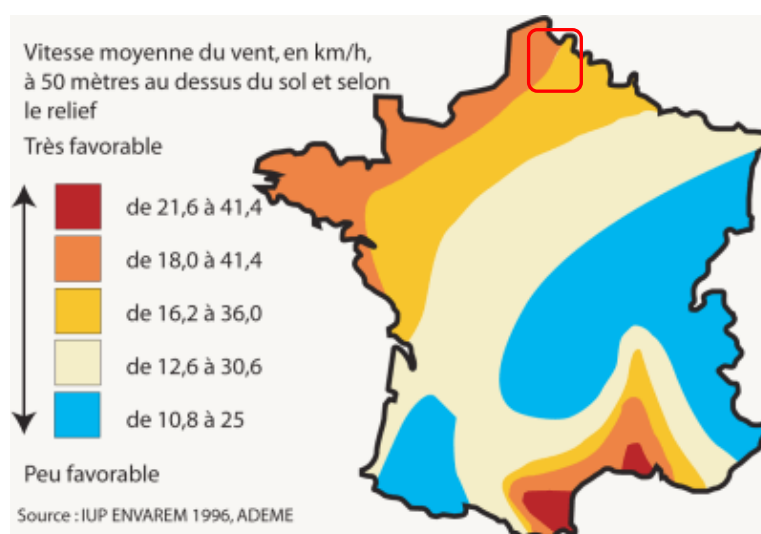


Figure 3 : Données de vent pour Clary et Maretz – Mât de Clary (source : ENGIE GREEN - 2016)

D'après la carte ci-dessous, le projet se situe dans une **zone de vents favorables, de 16,2 à 36,0 km/h à 50m d'altitude**, propice à l'implantation d'aérogénérateurs. Selon le schéma éolien de l'ancienne région Nord / Pas-de-Calais, la densité d'énergie de la zone d'implantation du projet à 50 m d'altitude varie entre 210 et 230 watt/m<sup>2</sup>.



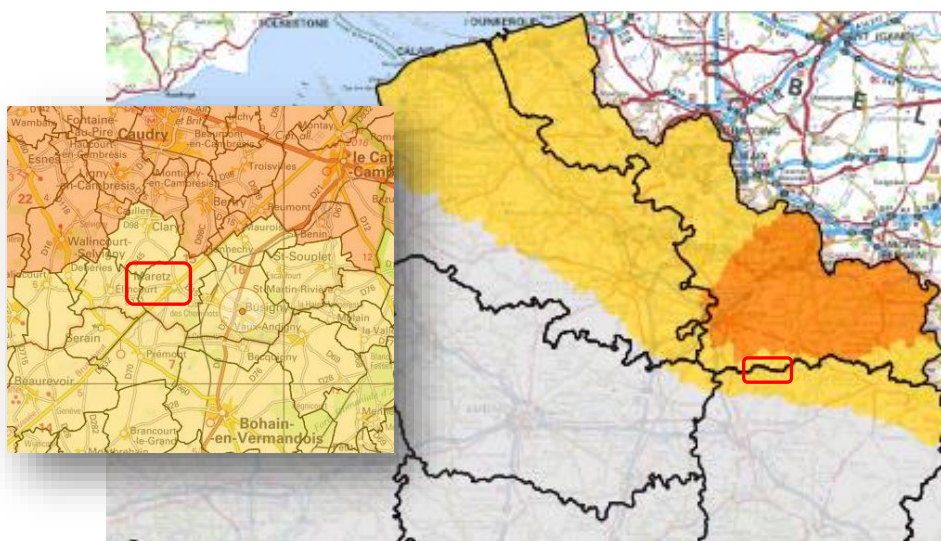
Carte 8 : Carte du potentiel éolien en France (source : ADEME - 1996)

### 3.2.2 RISQUES NATURELS

#### 3.2.2.1 RISQUE SISMIQUE

Les données et cartes sont issues du Plan Séisme, un programme national de prévention du risque sismique. Elles sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 2011, suite aux *Décrets n°2010-1254 et 1255 du 22 octobre 2010* ainsi qu'à l'*Arrêté du 22 octobre 2010*.

Le projet de parc éolien de l'Épinette, sur les communes de Clary et Maretz dans le département du Nord, se situe sur une **zone de sismicité 2 (faible)**, certaines prescriptions parasismiques sont donc applicables aux bâtiments.

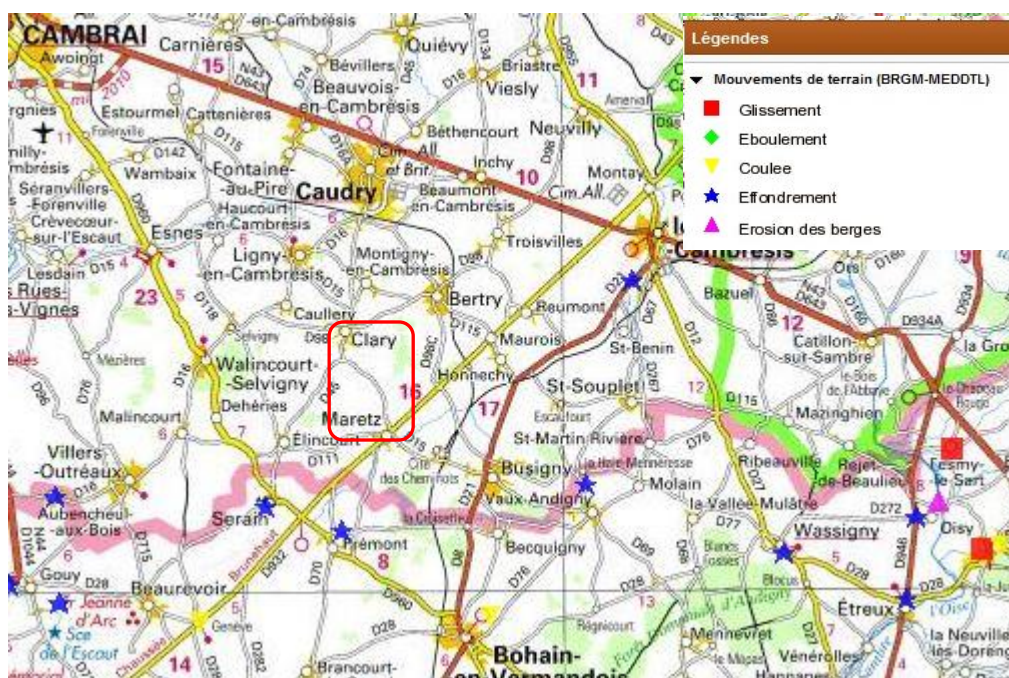


*Carte 9 : Zonages sismiques du nord de France (source [planseisme.fr](http://planseisme.fr) - 2016)*

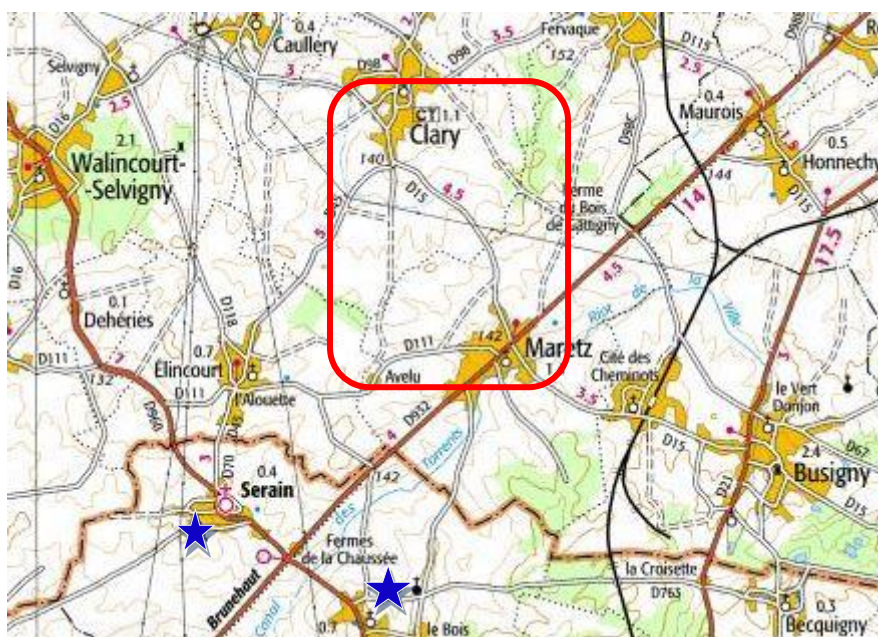
#### 3.2.2.2 MOUVEMENTS DE TERRAIN

Le BRGM (Bureau de Recherches Géologiques et Minières) est le bureau de référence concernant les risques du sol et du sous-sol. Le risque de mouvement de terrain peut se traduire par :

- Un affaissement plus ou moins brutal de cavités souterraines naturelles ou artificielles ;
- Des phénomènes de gonflement ou de retrait liés aux changements d'humidité de sols argileux.
- Comme le souligne la carte suivante, **le cas de mouvement de terrain le plus proche de l'aire d'étude est un effondrement, il se situe à environ 4 km au Sud de l'aire d'étude.**



Carte 10 : Mouvements de terrain (glissement, éboulement, coulée, effondrement, érosion des berges) aux alentours de l'aire d'étude (source : BRGM – 2016)



Carte 11 : Mouvements de terrains (effondrements) aux alentours de Clary et Marez (source: BRGM - 2016)

Un plan de prévention des risques naturels pour les inondations et mouvements de terrains a été pris sur la commune de Clary ainsi que sur celle de Marez le 19/06/2001, et abrogé le 25/08/2015 (source : prim.net).

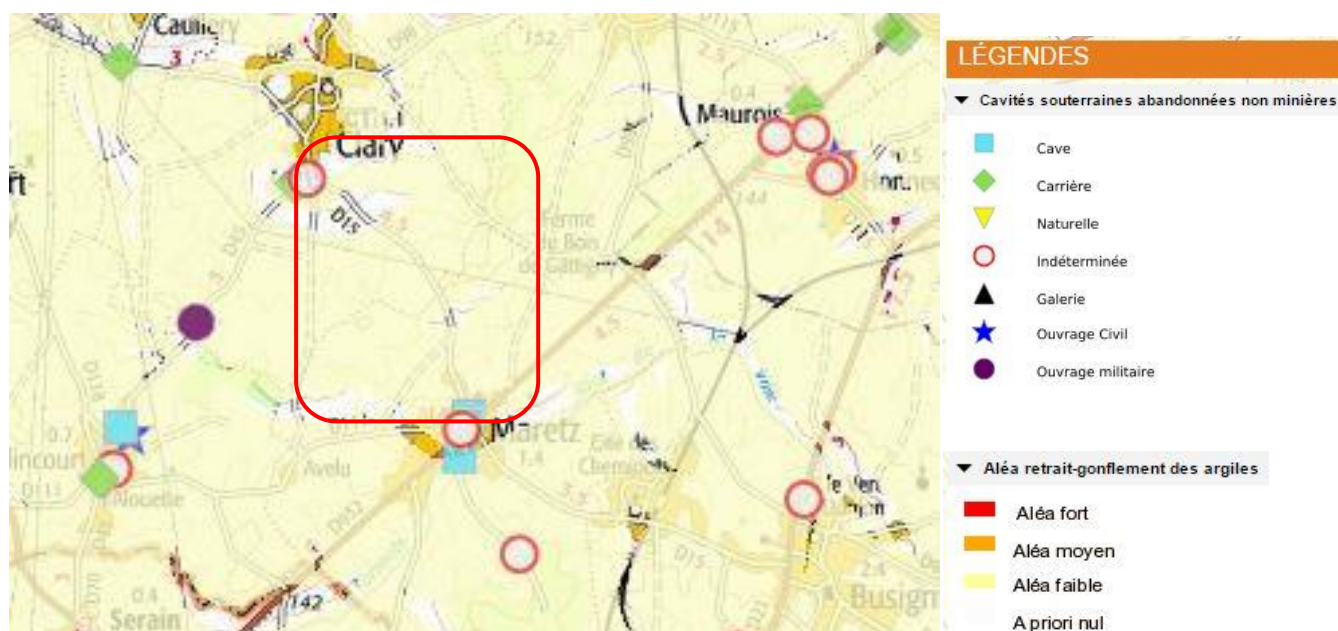
Type de catastrophe à Marez	Début le	Fin le	Arrêté du	Publication au JO
Inondations, coulées de boue et mouvements de terrain	25/12/1999	29/12/1999	29/12/1999	30/12/1999

Type de catastrophe à Clary	Début le	Fin le	Arrêté du	Publication au JO
Effondrement de terrain	01/06/1989	31/12/1989	14/02/1990	28/02/1990
Mouvements de terrain consécutifs à la sécheresse	01/01/1990	31/12/1991	31/07/1992	18/08/1992
Inondations, coulées de boue et mouvements de terrain	25/12/1999	29/12/1999	29/12/1999	30/12/1999

Tableau 4 : Arrêtés de mouvements de terrains sur les communes de Clary et Marez (source : prim.net – 2016)

Sous l'effet de certaines conditions météorologiques, les horizons superficiels du sous-sol peuvent se dessécher plus ou moins profondément. Sur les formations argileuses, cette dessiccation se traduit par un phénomène de retrait, avec un réseau de fissures parfois très profondes. L'argile perd son eau et se rétracte. Lorsque ce phénomène se développe sous le niveau de fondations, la perte de volume du sol support génère des tassements différentiels pouvant entraîner des fissurations au niveau du bâti.

**L'aire d'étude est soumise à un aléa faible pour le retrait et gonflement des argiles. Ce point sera confirmé ou infirmé par la réalisation de sondages lors de la phase de travaux.**



Carte 11 : Cavités et aléa de retrait-gonflement des argiles aux environs de Busigny et Marez (source : BRGM – 2016)

Plusieurs cavités sont présentes dans les communes de la zone d'implantation du projet, et recensées dans le tableau suivant (source : georisques.fr, 2016). **Toutefois, aucune de ces cavités dont la localisation est connue n'est située directement dans l'aire d'étude.** La plus proche, sur la commune de Clary, la « cavité remblayée au n°60 rue du Général de Gaulle », est située à 500 mètres à l'Ouest de l'aire d'étude.

Commune	Identifiant	Type
Clary	NPCAW0002942	Cavité remblayée au n°60 rue du Général de Gaulle
	NPCAW0002941	Carrière au lieu-dit La Saultière
	NPCAW0002943	Effondrements et sapes de guerre en bordure de la RD 45
Maretz	NPCAA20000110	Ouvrage civil
	NPCAA20000108	Cave
	NPCAA20000111	Cave
	NPCAA20000109	Cave
	NPCAW0023602	Indéterminé
	NPCAW0023538	Indéterminé
	NPCAW0023562	Indéterminé
	NPCAW0023569	Indéterminé
	NPCAW0023603	Indéterminé

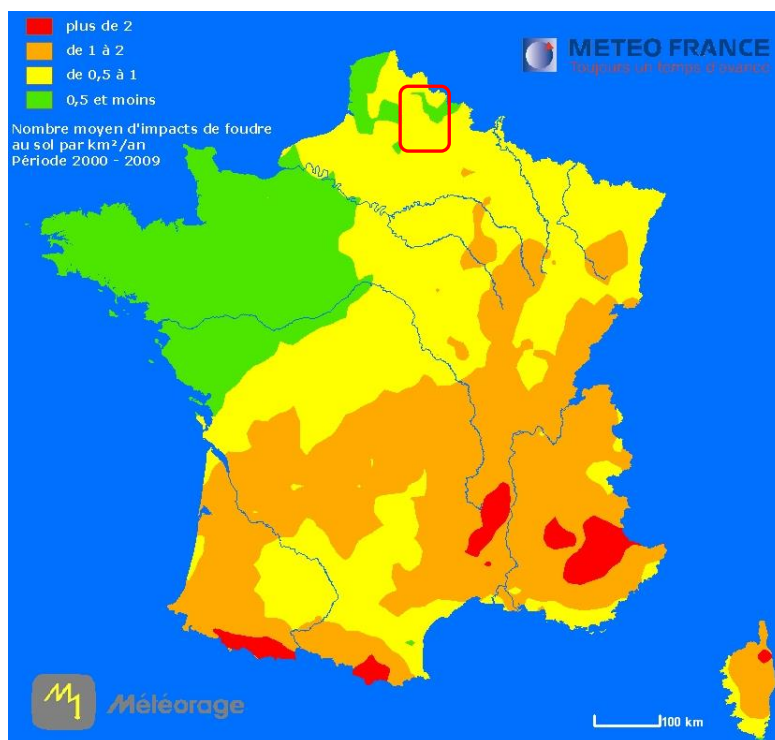
Tableau 5 : Inventaire des cavités sur le territoire d'étude (source: georisques.fr, 2016)

**Un Plan de Prévention des Risques naturels (PPRn) a été pris pour le risque de mouvement de terrain sur les communes d'implantation du projet mais abrogé à la date du 25 août 2015 (source : DDRM 59 - 2016).**

### 3.2.2.3 Foudre

Deux indicateurs permettent de situer le site au niveau du risque foudre :

- La densité de foudroiement (= nombre d'impacts de foudre par an et par km<sup>2</sup>) ;
- Le nombre de jours d'orage.



Carte 12 : Nombre d'impacts de foudre par km<sup>2</sup>/an en France (source : Météo France - 2011)

**Commune de Marez** – Département du Nord :

- Densités d'arcs : **0,81 arcs par an et par km<sup>2</sup>**
- Classement de la commune en termes de densité d'arcs : 30712<sup>ième</sup>

Les résultats ci-dessus sont fournis par Météorage à partir des données du réseau de détection des impacts de foudre pour la période 2006-2015.

La meilleure représentation actuelle de l'activité orageuse est la densité d'arcs qui est le nombre d'arcs de foudre au sol par km<sup>2</sup> et par an.

La valeur moyenne de la densité d'arcs, en France, est de 1,53 arcs / km<sup>2</sup> / an.

La densité de foudroiement se calcule à partir de la densité d'arc grâce à la formule suivante :

$$D_f = \frac{D_a}{2,1}$$

On obtient donc une **densité de foudroiement de 0,386**.

Les données sont les mêmes pour la commune de Clary.

### 3.2.2.4 TEMPÊTES

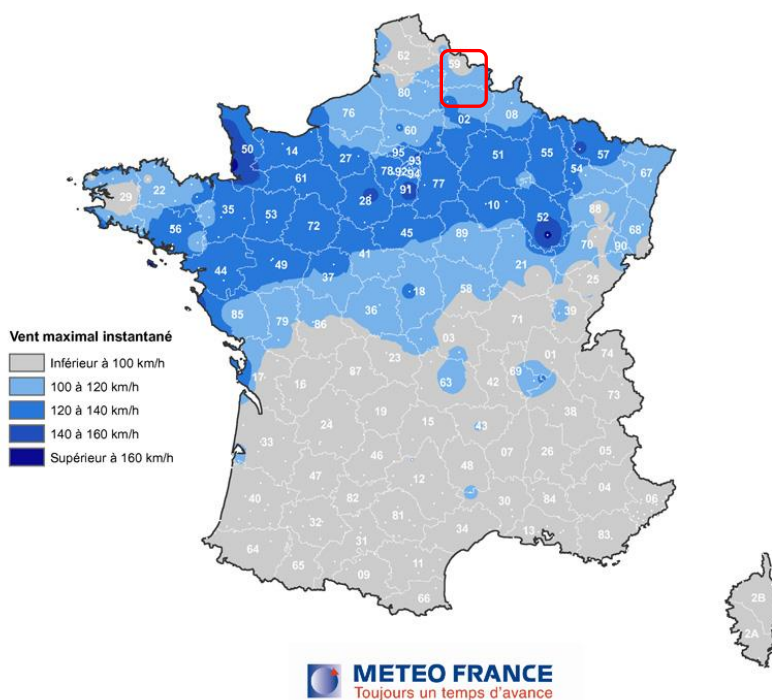
Les tempêtes concernent une large partie de l'Europe, et notamment la France métropolitaine. Celles survenues en décembre 1999 ont montré que l'ensemble du territoire est exposé, et pas uniquement sa façade atlantique et les côtes de la Manche, fréquemment touchées. Aux vents pouvant dépasser 200 km/h en rafales, peuvent notamment s'ajouter des pluies importantes, facteurs de risques pour l'Homme et ses activités.

**En France, ce sont en moyenne chaque année quinze tempêtes qui affectent les côtes, dont une à deux peuvent être qualifiées de « fortes » selon les critères utilisés par Météo-France.**

**Il existe peu de données permettant de situer la zone d'implantation du projet au niveau du risque tempête. Son éloignement d'environ 140 km à vol d'oiseau des Côtes de la Manche suppose de classer ce risque comme faible.**

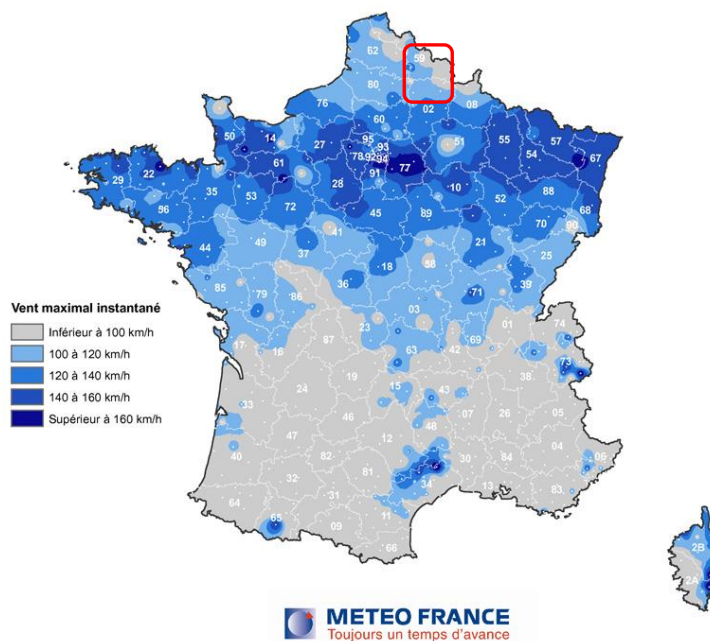
#### Tempête du 3 février 1990

Valeurs maximales des vents instantanés observés le 3 février 1990



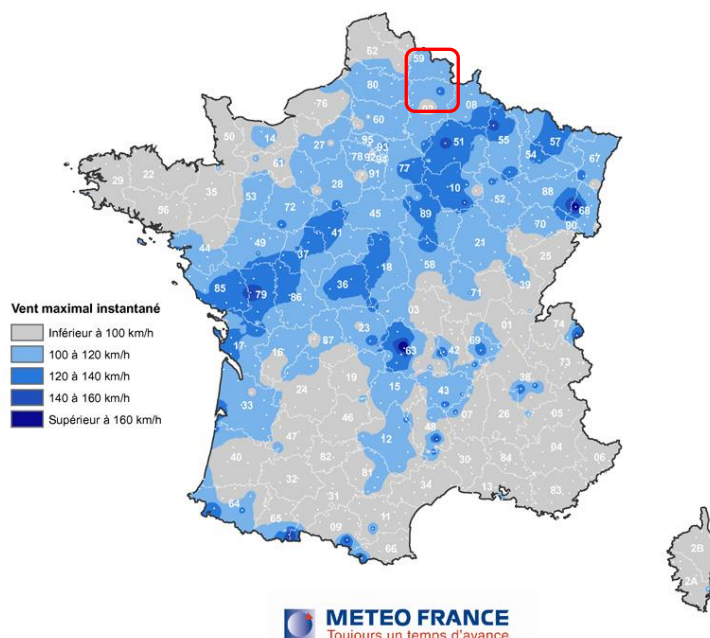
## Tempête des 25 et 26 décembre 1999

Valeurs maximales des vents instantanés  
observés les 25 et 26 décembre 1999



## Tempête des 27 et 28 février 2010

Valeurs maximales des vents instantanés  
observés les 27 et 28 février 2010



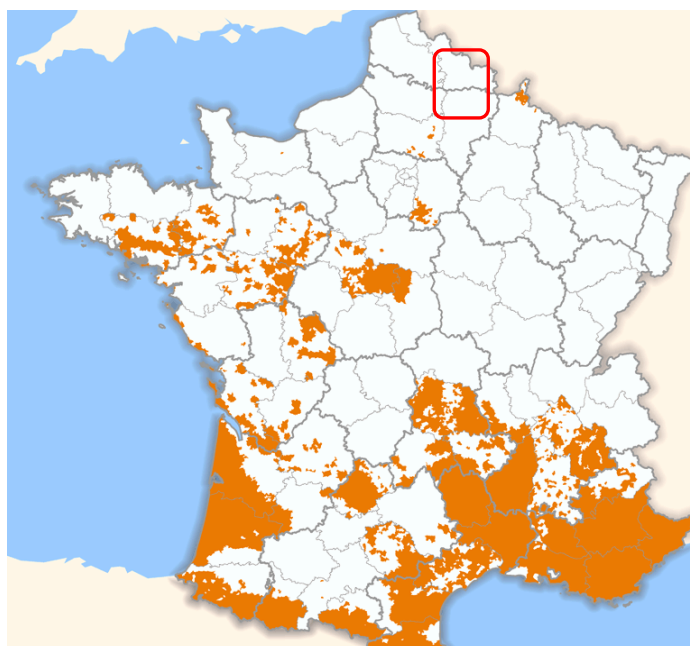
Carte 13 : Vitesses de vents relevées pour différentes tempêtes ayant eu lieu dans la partie nord (source : Météo-France – 2016)



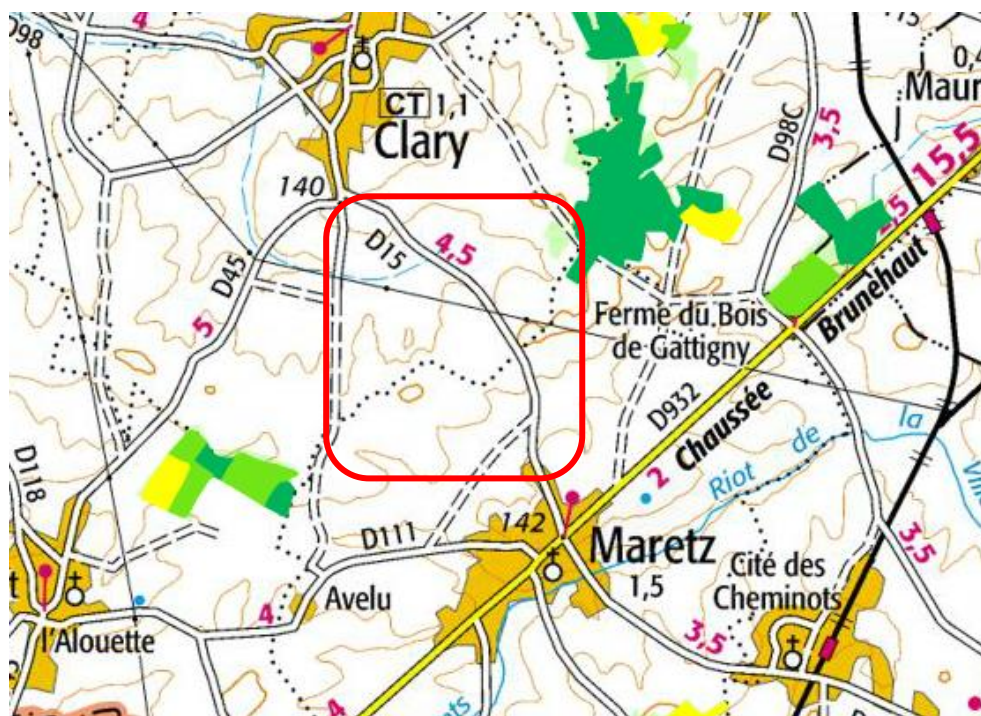
### 3.2.2.5 FEUX DE FORÊT

Le Gouvernement français a fourni une carte des communes exposées aux feux de forêt. Le projet de parc éolien de l'Épinette ne se situe pas à proximité de ces dernières et on ne dénote par ailleurs aucune commune exposée au risque feux de forêt dans le département du Nord.

**Le bois de Boulogne ainsi que le bois de Gattigny se situent dans l'aire d'étude. Le risque feux de forêt est faible.**



Carte 14 : Communes exposées aux feux de forêt en France (source : [developpement-durable.gouv.fr](http://developpement-durable.gouv.fr) - 2016)



Carte 15 : Bois et forêts aux environs des communes de Clary et Marez (source : Géoportail – 2016)

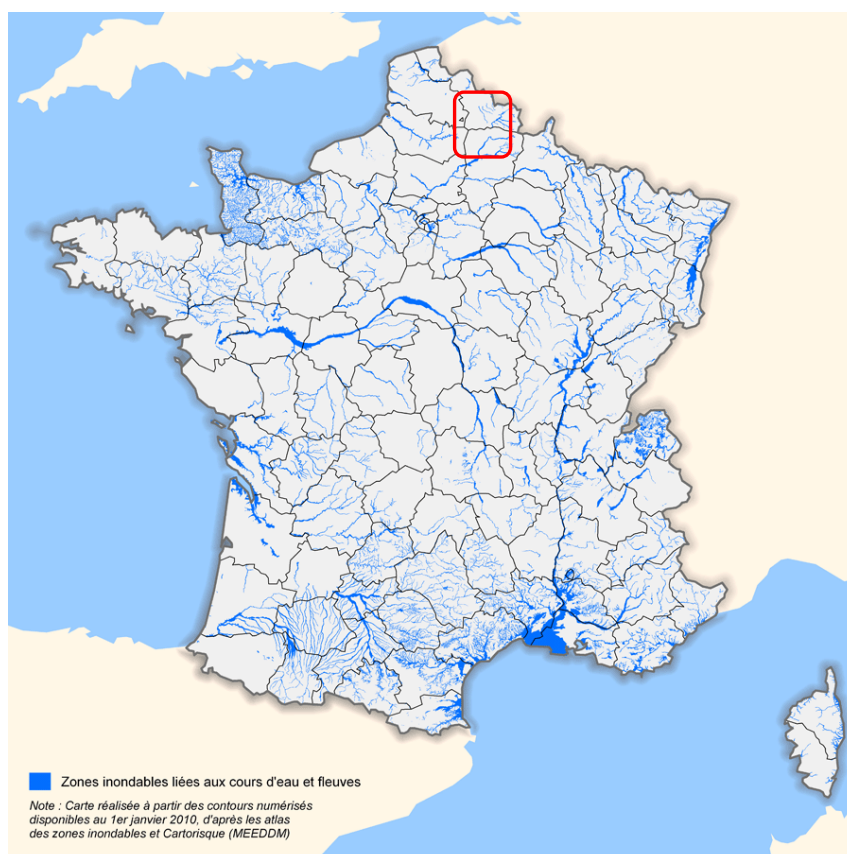
### 3.2.2.6 INONDATION

Ce risque peut se produire de deux manières dans le Pas-de-Calais :

- Par débordement de cours d'eau (ex : Aa)
- Par ruissellement, pas forcément en secteur urbain : un sol argileux très peu perméable, ou un sol naturel déjà saturé en eau, peuvent également générer des inondations par ruissellement surtout après un épisode orageux important.

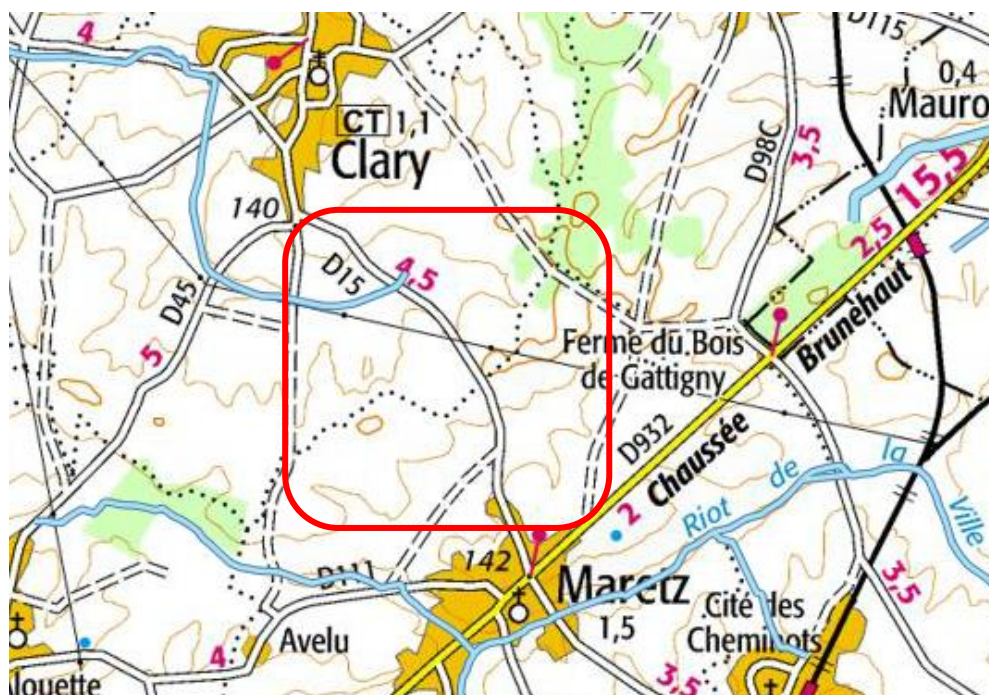
L'aire d'étude intègre le bassin Artois-Picardie, et plus spécifiquement le district Escaut, Somme et côtiers Manche Mer du Nord. L'Escaut coule au plus proche à 11 km à l'Ouest de la zone d'implantation du projet. L'Erclin, d'une longueur de 34 km, passe à 1,6 km au Nord-Est du site, et le Riot de la Ville, à 1,1 km au Sud-Ouest du site. Les autres cours d'eau - le ruisseau Entre Deux Villes, le torrent d'Esnes, le Riot du Fay, le Canal des Torrents, et le ruisseau de Sargrenon - passent respectivement à 2,1 km à l'Ouest, 3,1 km au Nord, 4,2 km au Nord-Ouest, 4,9 km au Sud, et 5,2 km à l'Ouest de l'aire d'étude.

**Le Ruisseau d'Iris** (ou Riot de la Saultière, Riot Iris, et Riot Michel Lebas) **traverse l'aire d'étude au Nord-Ouest**. Il passe au plus proche à 320 m et à 390 m respectivement des aérogénérateurs n°3 et 2.



*Carte 16 : Zones inondables liées aux cours d'eau et aux fleuves (source : [developpement-durable.gouv.fr](http://developpement-durable.gouv.fr) – 2016)*

La carte suivante présente les différents cours d'eau aux environs de l'aire d'étude.



Carte 17 : Cours d'eau présents dans la zone d'implantation (source : Géoportail - 2016)

Un arrêté de reconnaissance d'inondations a été pris pour la commune de Clary et un sur la commune de Marez :

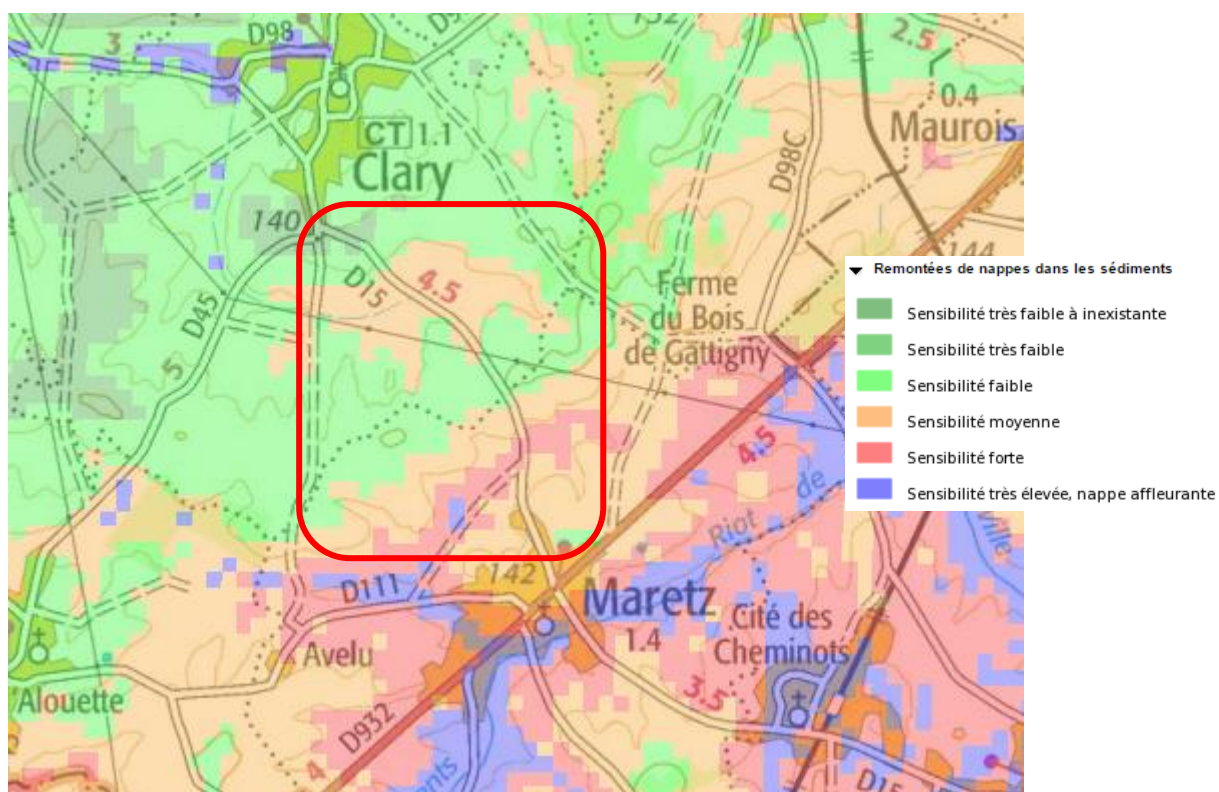
Type de catastrophe à Clary	Début le	Fin le	Arrêté du	Publication au JO
Inondations, coulées de boue et mouvements de terrain	25/12/1999	29/12/1999	29/12/1999	30/12/1999

Type de catastrophe à Marez	Début le	Fin le	Arrêté du	Publication au Jo
Inondations, coulées de boue et mouvements de terrain	25/12/1999	29/12/1999	29/12/1999	30/12/1999

Tableau 6: Arrêtés d'inondations sur les commune de Clary et de Marez (source : prim.net – Août 2016)

**Les communes d'implantation du projet ont été concernées par des Plans de Prévention des Risques Naturels inondation et mouvements de terrain, prescrits en 2001 puis abrogés en 2015.**

Aucune commune de la zone d'implantation du projet n'est intégrée dans un Atlas des Zones Inondables.

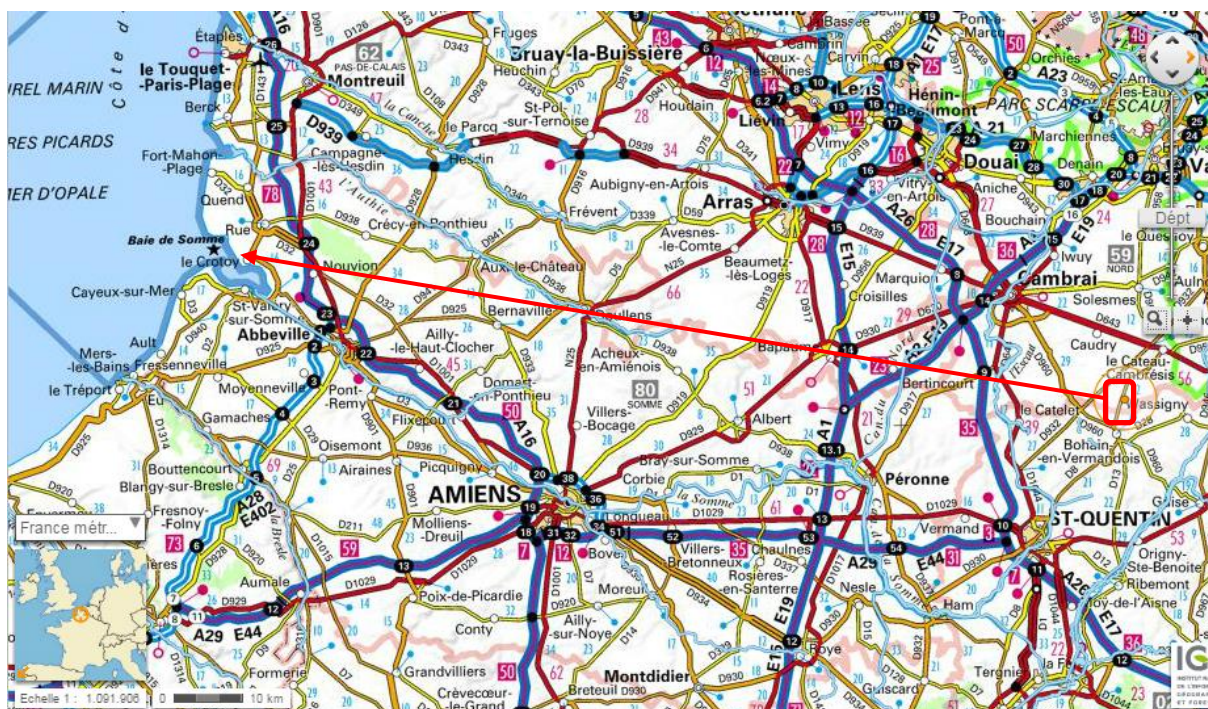


Carte 18 : Risques d'inondation autour de Busigny et Marez (source : infoterre.brgm.fr – 2016)

L'aire d'étude se situe en zone dont la sensibilité concernant la remontée de nappes dans les sédiments varie de très faible à forte. Une nappe affleurante est présente en bordure de l'aire d'étude, à environ 500 m au Sud de l'aérogénérateur n°6.

### 3.2.2.7 MAREES

Comme le met en évidence la carte ci-dessous, le projet se situe à environ 140 kilomètres à vol d'oiseau des Côtes de la Manche. On peut supposer que cette distance rend le risque marées inexistant.



Carte 19 : Eloignement du projet par rapport aux côtes (source : Géoportail - 2016)

### 3.2.3 RISQUES LIÉS AUX MUNITIONS ANCIENNES DE GUERRE

D'après le Dossier Départemental des Risques Majeurs (DDRM), le Nord est, par son histoire récente (1<sup>ère</sup> et 2<sup>nd</sup>e guerres mondiales), comme les départements voisins de l'Aisne, de la Somme et du Pas-de-Calais, particulièrement exposé au risque induit par les vestiges de guerre. S'il est difficile de proposer une cartographie précise de ce risque dans le département, tant celui-ci semble diffus, les statistiques établies par le Service de Déminage d'Arras révèlent cependant des zones particulièrement sensibles ; il s'agit des secteurs de DOUAI, LILLE-SUD, ARMENTIERES, BAILLEUL, DUNKERQUE et CAMBRAI. **Ce risque sera donc pris en compte lors de l'étape de construction du parc.**

### 3.2.4 ZONES NATURELLES SENSIBLES

**Aucun arrêté préfectoral de biotope n'est identifié sur l'aire d'étude.** Le plus proche est celui du « Bois Delhaye, des Ecoliers, de la Porquerie, du petite et du grand Plantis, de la basse et de la haute Lanière », situé à 35,6 km au Nord-Est de l'aire d'étude.

**Aucune réserve naturelle régionale ou nationale n'est inventoriée sur l'aire d'étude.** La plus proche est localisée à 17,6 km au Nord-Ouest de l'aire d'étude, au Sud de l'agglomération de Cambrai, il s'agit de la rivière de l'Escaut. **La réserve naturelle nationale la plus proche** est localisée dans le département de l'Aisne, à 22,4 km au Sud de l'aire d'étude. Il s'agit du « Marais d'Isle ».

**Une partie du Parc Naturel Régional de l'Avesnois est présent sur l'aire d'étude.** Il est situé au plus proche à 9,8 km à l'Est de l'aire d'étude.

**Aucune Zone Spéciale de Conservation (ZSC) n'est présente sur l'aire d'étude.** La plus proche est localisée dans le département du Nord, à 21,4 km au Nord-Est de l'aire d'étude. Il s'agit du site « Forêts de Mormal et de Bois l'Évêque, Bois de la Lanière et plaine alluviale de la Sambre ».

**Aucune Zone de Protection Spéciale (ZPS) n'est présente sur l'aire d'étude.** La plus proche est dans l'Aisne, à 22,4 km au Sud de l'aire d'étude. Il s'agit du site « Marais d'Isle ».

**Aucune zone RAMSAR n'a été identifiée sur l'aire d'étude.** Le site RAMSAR le plus proche est localisé à 108 km au Nord-Ouest de l'aire d'étude du projet. Il s'agit du site « Le marais audomarois ».

**Aucune ZICO n'est inventoriée dans l'aire d'étude.** La plus proche se situe à 35,3 km au Sud-Ouest de la zone d'implantation projetée. Il s'agit de la ZICO « Etangs et Marais du bassin de la Somme ».

En ce qui concerne les **ZNIEFF de type I**, le tableau suivant les répertorie :

Identifiant	ZNIEFF de type 1	Distance
310030070	Bois de Gattigny à Bertry	100 m N (E7)
310013370	Plateau de Busigny et Bois de Marez	1,5 km S-E (E5)
310013371	Bois du Gard, Bois d'Esnes et Bosquets à l'Ouest de Walincourt-Salvigny	1,6 km O de l'aire d'étude
310013701	Haute Vallée de la Selle en amont de Solesmes	7,1 km N-E de l'aire d'étude
220013443	Forêt d'Andigny	8,3 km S-E de l'aire d'étude
310013372	Haute vallée de l'Escaut en amont de Crèvecœur-sur-l'Escaut	8,7 km O de l'aire d'étude

Tableau 7 : Liste des ZNIEFF de type I inventoriées autour de l'aire d'étude (source: DREAL NPdC et Picardie)

De même pour les **ZNIEFF de type II** :

Identifiant	ZNIEFF de type 2	Distance à l'aire d'étude
310013702	Complexe écologique de la forêt de Mormal et des zones bocagères associées	10,4 km E
310030103	Aérodrome de Niergnies	11,2 km NO

Tableau 8 : Liste des ZNIEFF de type II inventoriées autour de l'aire d'étude (source: DREAL NPdC et Picardie)

**L'aire d'étude se situe donc dans une zone climatique à températures modérées, avec des précipitations assez marquées, peu de neige, une présence de gel modérée (20% de l'année) et des vents favorables.**

**Le risque sismique peut être considéré comme faible. Le risque de mouvement de terrain peut être considéré comme faible sur l'aire d'étude. L'aléa de retrait-gonflement des**

**argiles est faible. L'aire d'étude du présent projet présente un risque d'inondation faible, ainsi qu'une sensibilité aux remontées de nappes variant de très faible à forte. u**

**Avec une densité de foudroiement inférieure à 1, le risque foudre peut être considéré comme faible. Le risque tempête est existant mais faible.**

**Le risque de feux de forêt peut être jugé comme inexistant.**

**Le risque marées est inexistant.**

**Il n'y a aucune zone NATURA 2000, ZICO, ZSC, ZPS, Zone RAMSA, réserve naturelle ou Arrêté de protection de biotope situé à moins de 15 km de l'aire d'étude. Une partie du parc naturel de l'Avesnois est présent à 9,8 km de l'aire d'étude.**

**Une ZNIEFF est présente sur l'aire d'étude, il s'agit du Bois de Gattigny, à Bertry. Les aérogénérateurs E3, E4, et E7 sont situés respectivement à 430 m, 200 m, et 100 m de cette zone.**

### 3.3 ENVIRONNEMENT MATERIEL

---

#### 3.3.1 VOIES DE COMMUNICATION

---

##### 3.3.1.1 TRANSPORT ROUTIER

---

**Aucune infrastructure autoroutière n'est présente dans l'aire d'étude.** L'autoroute la plus proche, l'A26, se situe à 15 km à l'Ouest de l'aire d'étude.

**Aucune route nationale n'est présente dans l'aire d'étude.**

Plusieurs routes départementales encadrent l'aire d'étude du projet :

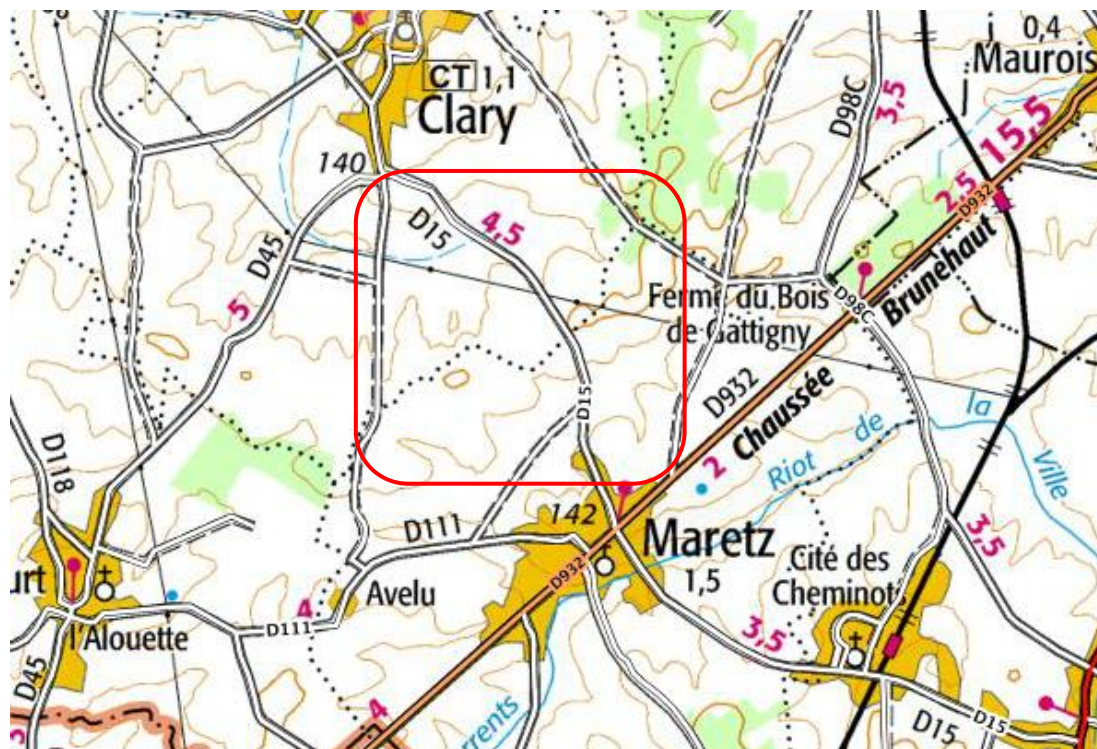
- La RD 45, reliant Clary à Elincourt, localisée au plus proche à 400 m à l'Ouest de l'aire d'étude.
- La RD 111, reliant Marez à Elincourt, passe au plus proche à 200 m au Sud de l'aire d'étude.
- La D98, entre Clary et Bertry, passe à 800 m au Nord de l'aire d'étude.
- La D98c, entre Busigny et Bertry, est située au plus proche à 600 m à l'Est de l'aire d'étude.
- La RD 932, ou Chaussée Brunehaut, reliant Nauroy à Bavay, localisée au plus proche à 700 mètres au Sud-Est de l'aire d'étude ;
- La RD 960, reliant Cambrai à Guise, localisée au plus proche à 2,6 km au Sud-Ouest de l'aire d'étude.
- La RD 8 dans l'Aisne puis RD 21 dans le Nord, de direction Sud-Ouest/Nord-Est reliant Saint-Quentin au Cateau-Cambrésis, et passant au plus près à 3,2 km à l'Est de l'aire d'étude ;
- La RD 643 dans le Nord puis RD 1043 dans l'Aisne, de direction Nord-Ouest/Sud-Est, reliant Cambrai au Nouvion-en-Thiérache, se localise au plus près à 6,2 km au Nord de l'aire d'étude ;

L'aire d'étude est traversée par :

- La **RD 15** reliant Ligny-en-Cambrésis à Busigny, qui passe à 240 m de l'aérogénérateur n°6 et 135 m de l'aérogénérateur n°3.

De plus, un maillage fin de voies communales permet de desservir tous les villages environnants. Plusieurs chemins ruraux traversent l'aire d'étude, desservant les parcelles agricoles.



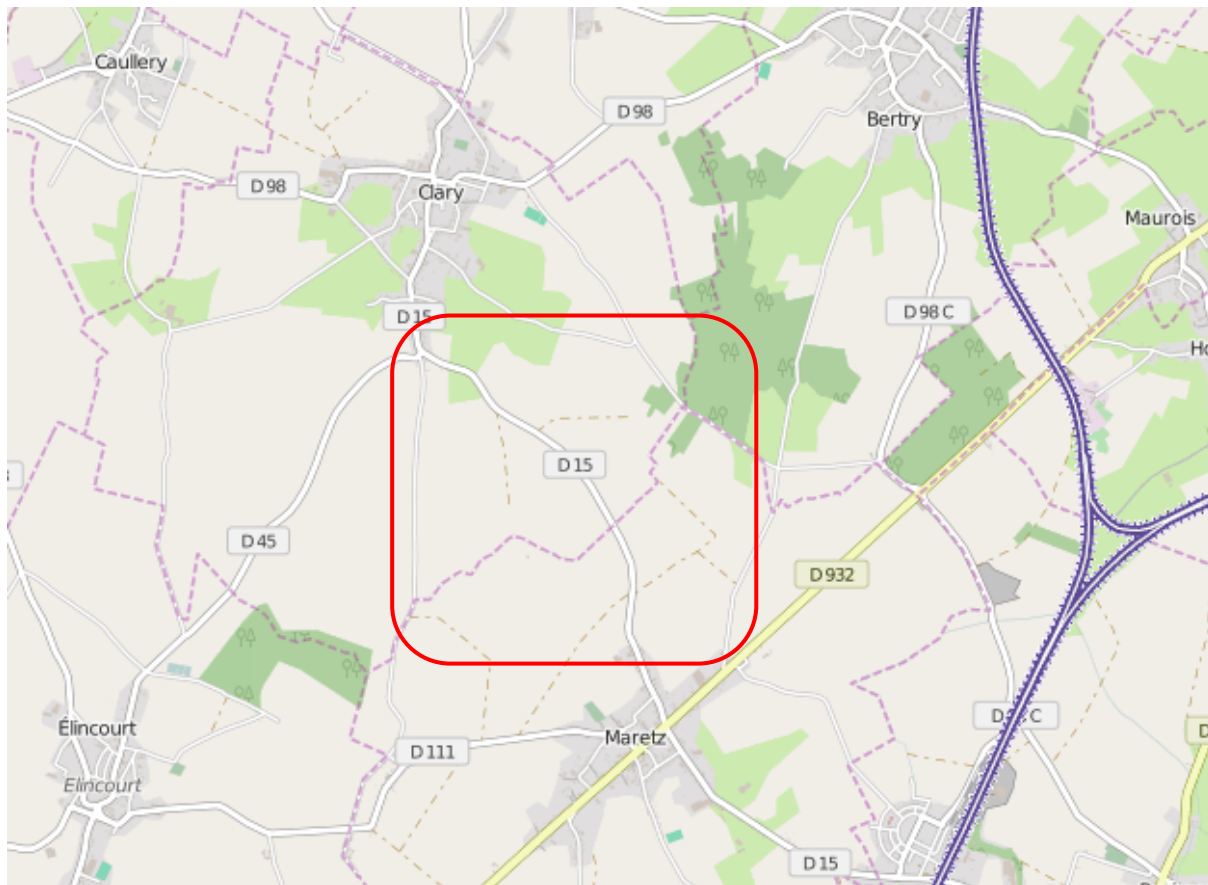


Carte 20 : Carte IGN des réseaux routiers de Clary et Marez (source : Géoportail – 2016)

### 3.3.1.2 TRANSPORT FERROVIAIRE

La gare ferroviaire la plus proche de l'aire d'étude, est celle de Busigny, située à 2,6 km au Sud-Est de la zone d'étude.

**La voie ferrée en activité la plus proche se situe à environ 2 km à l'Ouest du projet, il s'agit de la ligne 242 000 reliant Creil à Jeumont et de la ligne 250 000 reliant Busigny à Somain.**



Carte 21 : Extrait de la carte du réseau ferroviaire français (source : Réseaux Ferrés de France – 2016)

Le risque de TMD est généralisé à l'ensemble du département du Nord, étant donné la très forte activité départementale de transport de marchandises. Compte-tenu de l'éloignement (2000 m) de l'aire d'étude à la voie ferrée, le risque de TMD par voie ferrée peut être considéré comme faible.

### 3.3.1.3 TRANSPORT FLUVIAL

Aucun cours d'eau permettant le transport fluvial n'est présent dans l'aire d'étude.

**Le cours d'eau permettant un trafic fluvial le plus proche est le Canal de St Quentin, à 9 km au Sud-Ouest de l'aire d'étude. Compte tenu de l'éloignement du projet par rapport au canal, ce risque peut être considéré comme faible.** De plus, aucun Transport de Matières Radioactives n'est autorisé par voie navigable.

#### 3.3.1.4 TRANSPORT AERIEN

---

- **Transport aérien civil**

Les deux aéroports les plus proches de l'aire d'étude sont :

- Aéroport d'Albert – Picardie, situé à 50 km à l'Ouest de l'aire d'étude ;
- Aéroport de Lille-Lesquin, situé à 60 km au Nord de l'aire d'étude;

L'aérodrome le plus proche est celui de Niergnies, situé à 13 km au Nord-Ouest de l'aire d'étude.

**La DREAL sera amenée à consulter la DGAC lors de l'instruction du dossier dans le cadre de l'expérimentation de la procédure unique. Néanmoins, d'après les informations récupérées par les services de ENGIE GREEN, ce site n'est grevé d'aucune servitude de transport civil.**

- **Transport aérien militaire**

**L'Armée de L'Air a été consultée le 28 janvier 2016, puis nous lui avons transmis des compléments d'information le 2 février 2016 à leur demande. A la date du 2 septembre 2016, l'Armée de l'Air nous informe que notre demande est toujours en cours de traitement.**

- **Loisirs aériens**

L'activité de loisirs aériens la plus proche est une plateforme U.L.M situé à 2525 m à l'Ouest de l'aérogénérateur n°1, soit, après consultation de la DGAC, au-delà de la zone de restrictions des constructions, d'un rayon de 2500 m autour de la plateforme.

---

#### 3.3.2 RESEAUX PUBLICS ET PRIVÉS

---

- **Electricité**

**Une ligne Haute tension HTB (63 kV) traverse l'aire d'étude, et passe, au plus près, à 208 m de l'aérogénérateur E7. Il s'agit de la ligne aérienne Busigny – Le Périzet I et II. Après contact avec RTE, la distance de sécurité préconisée (1,2\*hauteur totale pâles comprises, 180 m, avec un minimum à la hauteur en bout de pôle +50m, soit 200 m) est respectée.**

- **Gaz**

**Aucune conduite souterraine de gaz n'est présente dans l'aire d'étude.** La conduite souterraine exploitée par GRT Gaz la plus proche, est située à 670m au Nord-Ouest des l'aérogénérateur. Une seconde conduite passe à 970 m au Sud-Est de l'aérogénérateur E7. Le poste de gaz le plus proche est situé à 1,3 km au Sud-Est de l'aérogénérateur E6. **Les distances de sécurité préconisées par GRT Gaz – de 155 m pour les conduites souterraines et de 620 m pour les postes aériens - sont respectées.**

- **Servitudes radioélectriques**

**Aucune antenne n'est présente à proximité de l'aire d'étude.**

**Les communes de Maretz et Clary sont grevées par une servitude radioélectrique due à un faisceau hertzien entre les stations de Douai et Grougis – Marchavenne exploité par le Ministère de la Défense.** Ce faisceau est de type PT2LH, et la servitude correspond à une

interdiction de construire des structures de plus de 15m sur une largeur de 100 m de part et d'autre de l'axe du faisceau. Le faisceau hertzien passe au plus proche, à 333 m au Nord-Est, de l'aérogénérateur E4. **Les distances préconisées sont respectées.**

- **Eau et assainissement**

**Aucun captage d'eau ne se situe dans l'aire d'étude.** Le point de captage d'alimentation en eau potable le plus proche est situé sur la commune de Clary, à 945 m de l'aérogénérateur E2. Aucun aérogénérateur du projet n'est situé dans son périmètre de protection éloigné.

---

### 3.3.3 AUTRES OUVRAGES PUBLICS

---

**Aucun château d'eau n'est présent dans l'aire d'étude.** Le château d'eau le plus proche est situé à 924 m au Nord-Ouest de l'aérogénérateur E2.

**Aucune digue et aucun barrage ne sont recensés dans l'aire d'étude.** Le barrage le plus proche est le barrage de St Sulpice, à Guise, et se situe à 23 km de l'aire d'étude. La digue la plus proche est à 21 km de l'aire d'étude sur la commune d'Iron dans l'Aisne.

---

### 3.3.4 PATRIMOINE HISTORIQUE ET CULTUREL

---

**Aucun monument historique inscrit ou classé ne se trouve au sein de l'aire d'étude.** Le monument historique le plus proche se situe à 3,3 km au Sud-Est de l'aire d'étude, il s'agit de l'Eglise de Serain.

**Aucun lieu historique non classé ne se situe dans l'aire d'étude.** Le lieu historique le plus proche est le monument aux morts de la guerre de 1870 situé au niveau du cimetière communal de Marez, à 830 m de l'aérogénérateur E6.

**Aucun sentier de grande randonnée ne se trouve dans l'aire d'étude.** Le chemin de Grande Randonnée le plus proche passe 5,3 km au Sud-Est de l'aire d'étude sur la commune de Becquigny, il s'agit du GR 655.

**L'aire d'étude est directement traversée par une route départementale, la D15, des voies communales et des chemins agricoles. Le transport fluvial s'effectue à plus de 5 km des aérogénérateurs. Une voie ferrée est située à 2 km à l'Ouest de l'aire d'étude. Aucun barrage ni digue n'est à répertorier dans cette aire. L'aire d'étude ne se situe pas à proximité d'un aéroport.**

**Une ligne électrique à haute tension (63 kV) traverse l'aire d'étude ; la distance préconisée par RTE, de 200 m, est respectée.**

**Aucun réseau de gaz n'est à relever dans l'aire d'étude. La conduite souterraine la plus proche se situe à 700m de l'aérogénérateur E7.**

**Aucun captage d'alimentation en eau potable n'est présent sur l'aire d'étude, le plus proche se situe à 945 m au Nord-ouest de l'aérogénérateur E2, qui est en dehors de son périmètre de protection éloigné.**

**Aucun ouvrage public ni monument inscrit ou classé n'est à signaler dans l'aire d'étude. Le monument historique le plus proche se situe à 3,3 km au Sud-Est de l'aire d'étude.**

### 3.4 CARTOGRAPHIE DE SYNTHÈSE

---

En conclusion de ce chapitre, la cartographie ci-dessous permet d'identifier géographiquement les enjeux à protéger dans la zone d'étude :

- Le nombre de personnes exposées par secteur (champs, routes, habitations...);
- La localisation des biens, infrastructures et autres établissements.

A partir de la *fiche n°1 de la circulaire du 10 mai 2010 récapitulant les règles méthodologiques applicables aux études de dangers*, il est possible de comptabiliser le nombre de personnes exposées.

Les personnes exposées, situées à plus de 500 m de l'aérogénérateur du présent projet, ne sont pas comptabilisées ci-dessous car hors de l'aire d'étude retenue.

**Aucune habitation (ou ERP) n'est répertoriée dans l'aire d'étude.** Plusieurs communes sont répertoriées au-delà de ce périmètre. Pour rappel, la commune la plus proche est la commune de Maretz (1485 habitants, Valeur INSEE 2013).

L'aire d'étude est traversée par les axes suivants :

**La route départementale RD15 reliant Clary et Maretz.** D'après la division de la voirie départementale, on compte 2589 véhicules par jour circulant sur cet axe. Cette route doit donc être considérée comme un axe de circulation structurant, et, d'après la fiche n°1, le nombre de personnes permanentes exposées est de 0,4 par kilomètre exposé pour chaque tranche de 100 véhicules par jour.

**Le chemin communal reliant Avelu et Clary.** Il est difficile d'y comptabiliser véhicules et promeneurs. En l'absence de données sur le trafic routier, on fixera un taux de fréquentation inférieur à 2.000 véhicules par jour. Cette route est donc non structurante. La fiche n°1 précise que cette route est donc à prendre en compte comme un terrain aménagé mais peu fréquenté, avec une personne comptabilisée par tranche de 10 hectares.

**Les chemins communaux entre Clary, Maretz, le bois de Gattigny et la D98c.** Il est difficile d'y comptabiliser véhicules et promeneurs. En l'absence de données sur le trafic routier, on fixera un taux de fréquentation inférieur à 2.000 véhicules par jour. Cette route est donc non structurante. La fiche n°1 précise que cette route est donc à prendre en compte comme un terrain aménagé mais peu fréquenté, avec une personne comptabilisée par tranche de 10 hectares.

**Le réseau de chemins agricoles entre Clary et Maretz.** Il est difficile d'y comptabiliser véhicules et promeneurs. En l'absence de données sur le trafic routier, on fixera un taux de fréquentation inférieur à 2.000 véhicules par jour. Cette route est donc non structurante. La fiche n°1 précise que cette route est donc à prendre en compte comme un terrain aménagé mais peu fréquenté, avec une personne comptabilisée par tranche de 10 hectares.

**Les chemins forestiers du bois de Boulogne et du bois de Gattigny.** Il est difficile d'y comptabiliser véhicules et promeneurs. En l'absence de données sur le trafic routier, on fixera un taux de fréquentation inférieur à 2.000 véhicules par jour. Cette route est donc non structurante. La fiche n°1 précise que cette route est donc à prendre en compte comme un terrain aménagé mais peu fréquenté, avec une personne comptabilisée par tranche de 10 hectares.

Axe de circulation	Circulation	Tronçon exposé	Présence humaine	Personnes exposées
Route départementale D15 reliant Clary et Maretz	>2000 véhicules/j (2589)	1870 m	0,4*2589/100 par km exposé	$0,4*2589/100*1,870=19,37$ soit <b>entre 10 et 100 personnes permanentes exposées</b> à l'arrondi supérieur
Chemin communal reliant Avelu et Clary	< 2000 véhicules/j	1100 m	1 personne exposée par tranche de 10 ha (largeur route 9m)	$1*9*1100/100000=0,099$ soit <b>moins de 1 personne permanente exposée</b> à l'arrondi supérieur
Chemins communaux entre Clary, le bois de Gattigny, Maretz et la D98c	< 2000 véhicules/j	2715 m	1 personne exposée par tranche de 10 ha (largeur route 9m)	$1*9*2715/100000=0,24$ soit <b>moins de 1 personne permanente exposée</b> à l'arrondi supérieur
Réseau de chemins agricoles entre Clary et Maretz	< 2000 véhicules/j	6490 m	1 personne exposée par tranche de 10 ha (largeur route 9m)	$1*9*6490/100000=0,58$ soit <b>moins de 1 personne permanente exposée</b> à l'arrondi supérieur
Chemins forestiers du bois de Boulogne et du bois de Gattigny	< 2000 véhicules/j	610 m	1 personne exposée par tranche de 10 ha (largeur route 9m)	$1*9*610/100000=0,055$ soit <b>moins de 1 personne permanente exposée</b> à l'arrondi supérieur

Tableau 9 : Etude de l'exposition au risque sur le réseau routier de l'aire d'étude

L'implantation du projet **au cœur d'îlots de culture implique la présence d'agriculteurs y travaillant**. Selon la fiche n°1 et les caractéristiques de l'environnement du projet, ces terrains peuvent être considérés comme non aménagés et très peu fréquentés soit 1 personne exposée par tranche de 100 hectares. En considérant sur un logiciel de cartographie l'implantation des 6 aérogénérateurs ainsi qu'un rayon de 500 mètres autour de ceux-ci, la zone exposée représente une surface de 4.386.168 m<sup>2</sup> soit 438,6 hectares. On obtient ainsi **4,386 personnes permanentes exposées**.

**Pour synthétiser, on peut prendre comme valeur de personnes permanentes exposées 25 personnes permanentes exposées à l'arrondi supérieur sur l'ensemble de l'aire d'étude (19,37+0,099+0,24+0,58+0,055+4,386=24,73).**

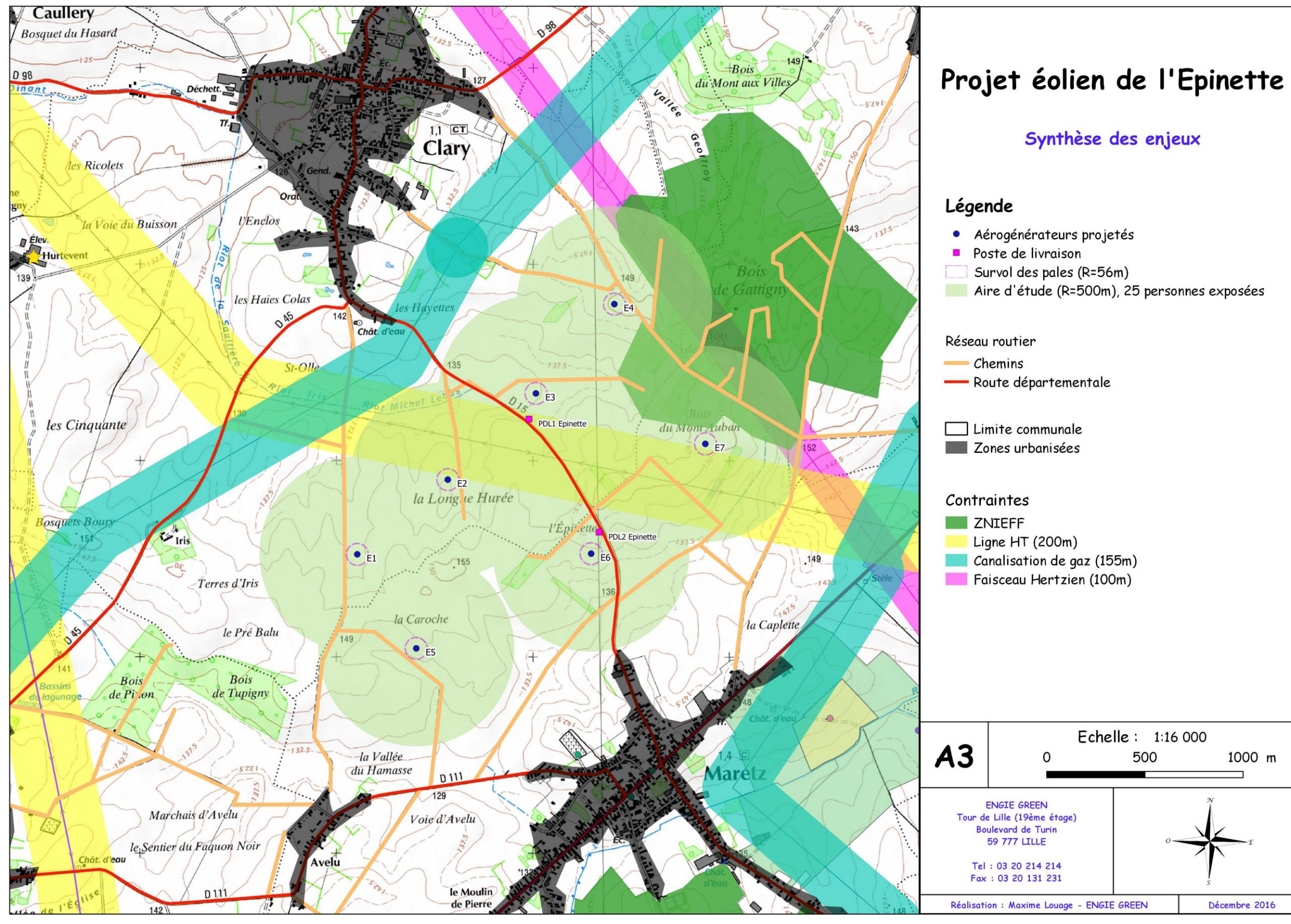
Pour rappel et synthèse, le tableau suivant présente la distance de l'aérogénérateur le plus proche du projet aux premiers enjeux à protéger (dans l'aire d'étude (orange) et hors aire d'étude).

Type	Nom	Aérogénérateur	Distance
Chemin agricole	Réseau de chemins agricoles entre Clary et Marez	Aérogénérateur 5	61 m
Chemins communaux	Chemins communaux de desserte locale sur Clary et Marez	Aérogénérateur 1	61 m
Bois	Bosquets autour du bois de Gattigny	Aérogénérateur 7	100 m
ZNIEFF	Bois de Gattigny à Bertry	Aérogénérateur E3	100 m au Nord
Route Départementale	RD 15	Aérogénérateur E3	135 m au Sud-Ouest
Ligne électrique aérienne	Ligne électrique RTE Busigny – Le Périzet I et II (HTB 63 kV)	Aérogénérateur E2	226 m au Sud
Cours d'eau	Riot Michel Lebas – Riot Iris – Riot de la Saultière	Aérogénérateur E3	325 m au N-O
Faisceau Hertzien	Liaison Douai – Grougis-Marchavenne servitude PT2LH	Aérogénérateurs E4	333 m au N-E
Habitations	Marez	Aérogénérateur E6	530 m au Sud
Conduite souterraine de Gaz	GRT Gaz Taisnières-sur-Hon – Crapeaumesnil DN 900	Aérogénérateur E1 à E4	670 m à 785 m au N-O
Château d'eau	Château d'eau de Clary	Aérogénérateur E2	920 m au N-O
Captage	Captage AEP de Clary « Le village Sud »	Aérogénérateurs E2	945 m au N-O
Conduite souterraine de Gaz	GRT Gaz Troisvilles – Marez DN150	Aérogénérateur E7	970 m au S-E



Type	Nom	Aérogénérateur	Distance
ERP	Déchetterie de Maretz	Aérogénérateur 6	996 m au S-E
ICPE	GAEC de Hurtevent	Parc éolien	2 km au N-O
Etablissement SEVESO	Galvanisation du Cambrésis – France Galva (Seuil bas)	Parc éolien	2,4 km à l'Ouest
Voie ferroviaire	Ligne Busigny - Cambrai	Parc éolien	2,4 km à l'Ouest
Monument Historique	Eglise de Serain	Parc éolien	3,3 km au S-E
Voie fluviale	Canal de Saint-Quentin	Parc éolien	9 km à l'Ouest
Aérodrome	Aéroclub Louis Blériot (Niergnies)	Parc éolien	15 km au N-O
Chemin de grande randonnée	GR 655 (Becquigny)	Parc éolien	6,2 km au S-E
Nucléaire	Centrale Nucléaire de Chooz	Parc éolien	99 km à l'Est
Mer	Manche	Parc éolien	140 km au N-O

*Tableau 10 : Distance de l'aérogénérateur le plus proche du projet aux premiers enjeux à protéger (source : ENGIE GREEN – Août 2016)*



Carte 22 : Cartographie de synthèse des enjeux à protéger dans l'aire d'étude (source : ENGIE GREEN – décembre-2015)

## 4 DESCRIPTION DE L'INSTALLATION

---

Ce chapitre a pour objectif de caractériser l'installation envisagée ainsi que son organisation et son fonctionnement, afin de permettre d'identifier les principaux potentiels de dangers qu'elle représente, au regard notamment de la sensibilité de l'environnement décrit précédemment.

### 4.1 CARACTERISTIQUES DE L'INSTALLATION

---

#### 4.1.1 CARACTERISTIQUES GENERALES D'UN PARC EOLIEN

---

Un parc éolien est une centrale de production d'électricité à partir de l'énergie du vent. Il est composé de plusieurs aérogénérateurs et de leurs annexes (cf. schéma du raccordement électrique au paragraphe 4.1.3) :

- Plusieurs aérogénérateurs fixés sur une fondation adaptée, accompagnée d'une aire stabilisée appelée « plateforme » ou « aire de grutage » ;
  - Un réseau de câbles électriques enterrés permettant d'évacuer l'électricité produite par chaque aérogénérateur vers le poste de livraison électrique (appelé « réseau inter-éolien ») ;
  - Des postes de livraison électrique, concentrant l'électricité des aérogénérateurs et organisant son évacuation vers le réseau public d'électricité au travers du poste source local (point d'injection de l'électricité sur le réseau public) ;
  - Un réseau de câbles enterrés permettant d'évacuer l'électricité regroupée au poste de livraison vers le poste source (appelé « réseau externe » et appartenant le plus souvent au gestionnaire du réseau de distribution d'électricité) ;
  - Un réseau de chemins d'accès.
- **Éléments constitutifs d'un aérogénérateur**

Au sens de l'arrêté du 26 août 2011 relatif aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent au sein d'une installation soumise à autorisation au titre de la rubrique 2980 de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement, les aérogénérateurs sont définis comme un dispositif mécanique destiné à convertir l'énergie du vent en électricité, composé des trois principaux éléments suivants : un mât, une nacelle, le rotor auquel sont fixées les pales, ainsi que, le cas échéant, un transformateur.

Les aérogénérateurs se composent de trois principaux éléments :

- **Le rotor** qui est composé de trois pales construites en matériaux composites et réunies au niveau du moyeu. Il se prolonge dans la nacelle pour constituer l'arbre lent.
- **Le mât** est composé de 3 ou 4 tronçons en acier. Le transformateur qui permet d'élever la tension électrique de l'aérogénérateur au niveau de celle du réseau électrique égale à 20 000 V est à l'intérieur à ce dernier pour le parc éolien de l'Épinette.
- **La nacelle** abrite plusieurs éléments fonctionnels :
  - le générateur transforme l'énergie de rotation du rotor en énergie électrique ;
  - le multiplicateur ;
  - le système de freinage mécanique ;
  - le système d'orientation de la nacelle qui place le rotor face au vent pour une production optimale d'énergie ;
  - les outils de mesure du vent (anémomètre, girouette) ;

- le balisage diurne et nocturne nécessaire à la sécurité aérienne.

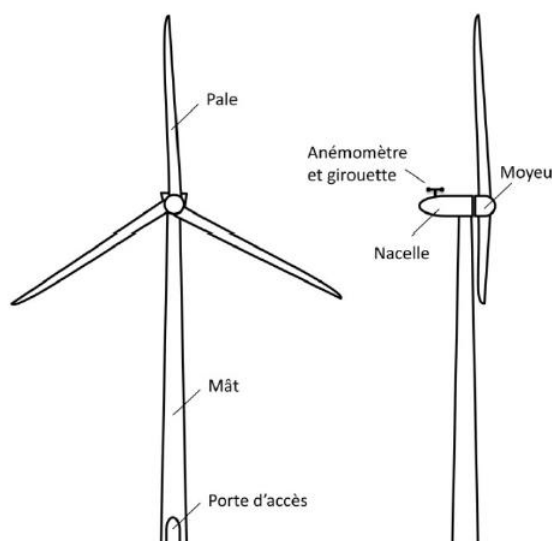


Figure 4 : Schéma simplifié d'un aérogénérateur (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012)

- **Emprise au sol**

Plusieurs emprises au sol sont nécessaires pour la construction et l'exploitation des parcs éoliens :

- **La surface de chantier** est une surface temporaire, durant la phase de construction, destinée aux manœuvres des engins et au stockage au sol des éléments constitutifs des éoliennes ;
- **La fondation de l'aérogénérateur** est recouverte de terre végétale. Ses dimensions exactes sont calculées en fonction des aérogénérateurs et des propriétés du sol ;
- **La zone de surplomb ou de survol** correspond à la surface au sol au-dessus de laquelle les pales sont situées, en considérant une rotation de 360° du rotor par rapport à l'axe du mât ;
- **La plateforme** correspond à une surface permettant le positionnement de la grue destinée au montage et aux opérations de maintenance liées aux aérogénérateurs. Sa taille varie en fonction des aérogénérateurs choisis et de la configuration du site d'implantation.

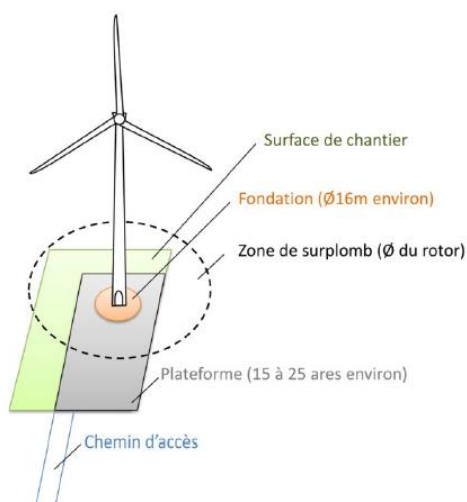


Figure 5 : Illustration des emprises au sol d'un aérogénérateur (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012)

- **Chemins d'accès**

Pour accéder à chaque aérogénérateur, des pistes d'accès sont aménagées pour permettre aux véhicules d'accéder aux aérogénérateurs aussi bien pour les opérations de construction du parc éolien que pour les opérations de maintenance liées à l'exploitation du parc éolien :

- L'aménagement de ces accès concerne principalement les chemins agricoles existants ;
- Si nécessaire, de nouveaux chemins sont créés sur les parcelles agricoles.

Durant la phase de construction et de démantèlement, les engins empruntent ces chemins pour acheminer les éléments constituant les aérogénérateurs et leurs annexes.

Durant la phase d'exploitation, les chemins sont utilisés par des véhicules légers (maintenance régulière) ou par des engins permettant d'importantes opérations de maintenance (ex : changement de pale).

---

#### 4.1.2 ACTIVITE DE L'INSTALLATION

---

L'activité principale du parc éolien de l'Épinette est la production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent avec une hauteur (mât + nacelle) supérieure à 50m. Cette installation est donc soumise à la rubrique 2980 des installations classées pour la protection de l'environnement.

---

#### 4.1.3 COMPOSITION DE L'INSTALLATION

---

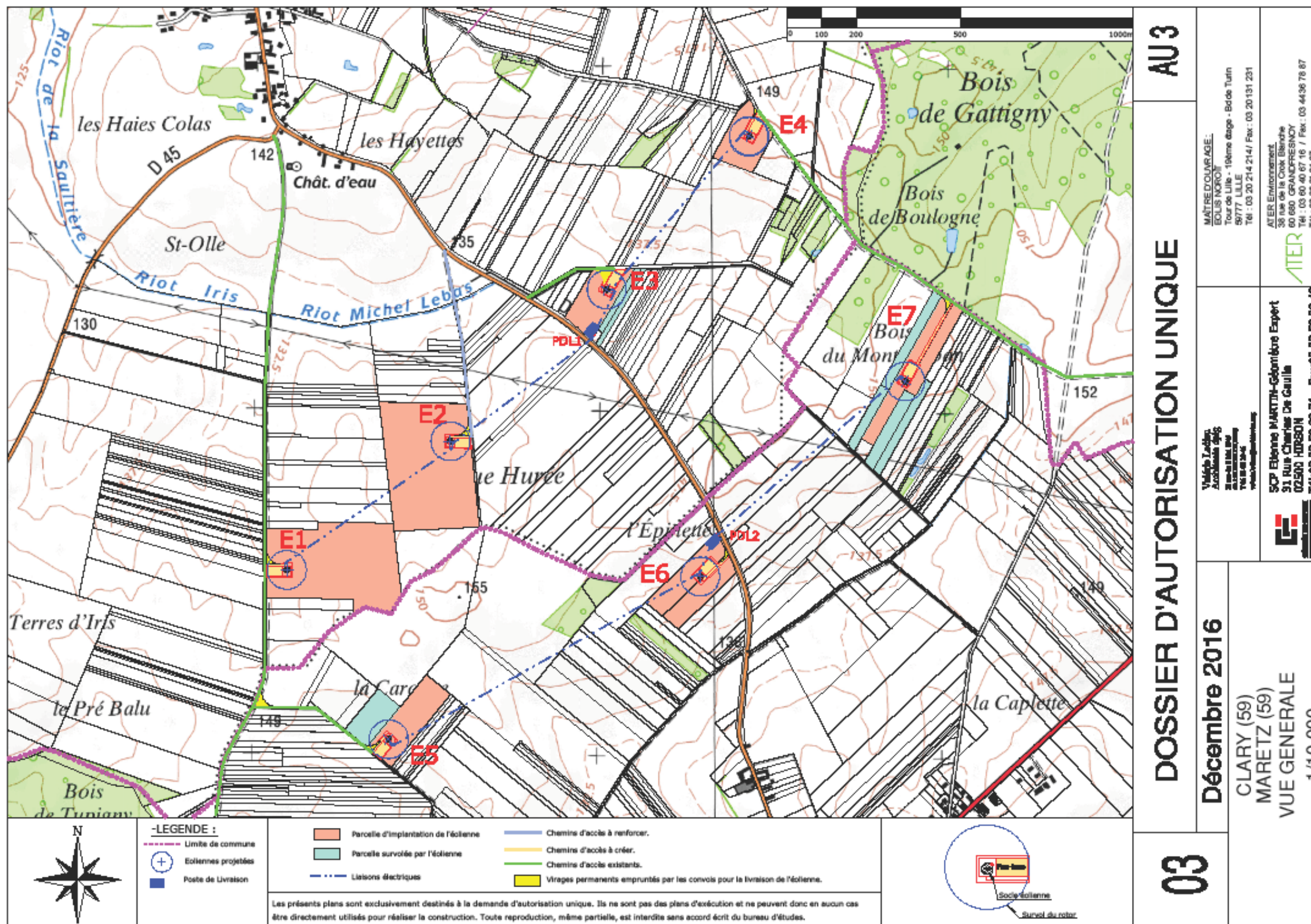
Le parc éolien de l'Épinette est composé de 7 aérogénérateurs et de deux postes de livraison.

- Les aérogénérateurs Senvion 3.4M104 @98m ont une hauteur de moyeu de 98 mètres (soit une hauteur de mât de 100,3 mètres au sens de la réglementation ICPE). Le diamètre du rotor vaut 104 mètres, soit une hauteur totale en bout de pale de 150m.
- Les aérogénérateurs GE 3.2-103 @98m ont une hauteur de moyeu de 98,3 mètres (soit une hauteur de mât de 100,8 mètres au sens de la réglementation ICPE). Le diamètre du rotor vaut 103 mètres, soit une hauteur totale en bout de pale de 149,8m.
- Les aérogénérateurs Vestas V112-3.3 @94m ont une hauteur de moyeu de 94 mètres (soit une hauteur de mât de 95,6 mètres au sens de la réglementation ICPE). Le diamètre du rotor vaut 112 mètres, soit une hauteur totale en bout de pale de 150m.
- Les aérogénérateurs Siemens SWT 3.2-101 @99,5m ont une hauteur de moyeu de 99,5 mètres (soit une hauteur de mât de 102 mètres au sens de la réglementation ICPE). Le diamètre du rotor vaut 101 mètres, soit une hauteur totale en bout de pale de 150m.

Le Tableau 11 indique les coordonnées géographiques des aérogénérateurs projetés et des postes de livraison (en italique) dans le système de coordonnées Lambert 93 Conique Conforme 50 (CC50).

<b>Numéro de l'aérogénérateur</b>	<b>Longitude (X)</b>	<b>Latitude (Y)</b>	<b>Altitude au sol en mètres NGF</b>
E1	1728596	9206454	140
E2	1729067	9206826	135
E3	1729519	9207265	134,8
E4	1729930	9207708	151
E5	1728889	9205965	143
E6	1729789	9206435	143
E7	1730381	9206999	151
<i>Poste de Livraison 1</i>	<i>1729480</i>	<i>9207133</i>	<i>138,8</i>
<i>Poste de livraison 2</i>	<i>1729832</i>	<i>9206549</i>	<i>147,2</i>

*Tableau 11 : Implantation des aérogénérateurs et des postes de livraison du projet éolien de l'Épinette (source : ENGIE GREEN – Septembre 2016)*



Carte 23 : Plan détaillé de l'installation (source : Dossier de Permis de Construire – ENGIE GREEN – 2016)

## 4.2 FONCTIONNEMENT DE L'INSTALLATION

---

### 4.2.1 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UN AÉROGÉNÉRATEUR

---

#### 4.2.1.1 PRINCIPE ET TABLEAU DE SYNTHÈSE DU DECOUPAGE FONCTIONNEL DE L'INSTALLATION

---

Les instruments de mesure de vent placés au-dessus de la nacelle conditionnent le fonctionnement de l'aérogénérateur. Grâce aux informations transmises par **la girouette** qui détermine la direction du vent, le rotor se positionnera pour être continuellement face au vent.

Les pales se mettent en mouvement lorsque **l'anémomètre** (positionné sur la nacelle) indique une vitesse de vent d'environ 10 km/h et c'est seulement à partir de 12 km/h que l'aérogénérateur peut être couplé au réseau électrique. Le rotor et l'arbre dit « lent » transmettent alors l'énergie mécanique à basse vitesse (entre 5 et 20 tr/min) aux engrenages du multiplicateur, dont l'arbre dit « rapide » tourne environ 100 fois plus vite que l'arbre lent. Certains aérogénérateurs sont dépourvus de multiplicateur et la génératrice est entraînée directement par l'arbre « lent » lié au rotor. La génératrice transforme l'énergie mécanique captée par les pales en énergie électrique.

La puissance électrique produite varie en fonction de la vitesse de rotation du rotor. Dès que le vent atteint environ 45 km/h à hauteur de nacelle, l'aérogénérateur fournit sa puissance maximale. Cette puissance est dite « nominale ».

Pour un aérogénérateur de 3.0 MW par exemple, la production électrique atteint 3.000 kWh dès que le vent atteint environ 45 km/h. L'électricité produite par la génératrice correspond à un courant alternatif de fréquence 50 Hz avec une tension entre 690 V et 950 V, cela dépend du type d'aérogénérateur. La tension est ensuite élevée jusqu'à 20.000 V par un transformateur placé à l'intérieur de chaque éolienne pour être ensuite injectée dans le réseau électrique public.

Lorsque la mesure de vent, indiquée par l'anémomètre, atteint des vitesses de plus de 100 km/h (variable selon le type d'aérogénérateurs), l'aérogénérateur cesse de fonctionner pour des raisons de sécurité. Deux systèmes de freinage permettront d'assurer la sécurité de l'aérogénérateur :

- Le premier par la mise en drapeau des pales, c'est-à-dire un freinage aérodynamique : les pales prennent alors une orientation parallèle au vent ;
- Le second par un frein mécanique sur l'arbre de transmission à l'intérieur de la nacelle.



Élément de l'installation	Fonction	Caractéristiques
<b>Fondation</b>	Ancrer et stabiliser l'aérogénérateur dans le sol	<p>Les fondations de l'aérogénérateur nécessitent environ 450 m<sup>3</sup> de béton et environ 45 tonnes d'armature métallique et sont entièrement enterrées.</p> <p>Le dimensionnement des fondations est réalisé sur la base des descentes de charges fournies par le constructeur de l'aérogénérateur (normes IEC 61400-1).</p> <p>Leur dimensionnement et leur construction sont soumis au Contrôle Technique Obligatoire et à un regard et revue par le constructeur de l'aérogénérateur des designs de massifs de fondations, afin de s'assurer que ceux-ci respectent les règles et spécifications définies par le constructeur de l'aérogénérateur.</p>
<b>Mât</b>	Supporter la nacelle et le rotor	Le mât est composé de 3 ou 4 tronçons en acier et possède une hauteur de moyeu entre 85 et 93 m (suivant le modèle de machine retenu).
<b>Rotor / pales</b>	Capter l'énergie mécanique du vent et la transmettre à la génératrice	Le rotor possède une vitesse de rotation variable entre 4 à 17,7 tr/min selon les machines. Il est composé de trois pales en matériaux composites.
<b>Nacelle</b>	Supporter le rotor Abriter en particulier le multiplicateur, le dispositif de conversion de l'énergie mécanique en électricité (génératrice, etc.) ainsi que les dispositifs de contrôle et de sécurité	L'énergie mécanique du rotor est transmise par le multiplicateur et transformée en énergie électrique par le générateur. Le rotor du générateur tourne à grande vitesse et produit de l'électricité à une tension de 690 V, 750 V ou 950 V, selon le type de machine retenue.
<b>Transformateur</b>	Elever la tension de sortie de la génératrice avant l'acheminement du courant électrique par le réseau	Chaque aérogénérateur produit son électricité en 690V, en 750 V ou en 950 V (courant alternatif de fréquence 50 Hz) et dispose d'un poste de transformation 690V/20kV, 750 V/20kV ou 950 V/20 kV. Ces derniers sont situés à l'intérieur, ou pied des aérogénérateurs.
<b>Réseau inter-éolien</b>	Relier le transformateur de chaque aérogénérateur au point de raccordement avec le réseau public	Les câbles souterrains, d'une tension électrique de 20 kV, sont enterrés entre 1,10 et 1,20 mètre de profondeur.
<b>Poste de livraison</b>	Adapter les caractéristiques du courant électrique à l'interface entre le réseau privé et le réseau public	Le poste de livraison constitue la frontière entre le parc éolien et le réseau public de distribution (tension électrique de 20 kV). C'est un local fermé qui abrite les équipements de protection et comptage du parc éolien. Sa localisation est déterminée en fonction de la proximité du réseau inter-éolien et de la localisation du poste source.

<b>Élément de l'installation</b>	<b>Fonction</b>	<b>Caractéristiques</b>
<b>Réseau externe</b>	Evacuer l'électricité regroupée au poste de livraison vers le poste source	Réseau entièrement enterré réalisé par le gestionnaire du réseau de distribution (ERDF). Le parc éolien est finalement connecté au réseau de transport à travers un poste source 63/20 kV.

*Tableau 12 : Synthèse du découpage fonctionnel de l'installation (source : ENGIE GREEN - 2015)*

## 4.2.1.2 CARACTERISTIQUES DETAILLEES DES AEROGENERATEURS

### 4.2.1.2.1 SENVION 3.4M104

Les caractéristiques techniques des aérogénérateurs Senvion 3.4 M104 sont les suivantes :

Aérogénérateur	Senvion 3.4 M104
<b>Puissance nominale</b>	3370 kW
<b>Diamètre du rotor</b>	104 m
<b>Hauteur du moyeu</b>	98 m
<b>Tour</b>	Tubulaire en acier
<b>Couleur</b>	Blanche
<b>Rotor :</b>	
Type	Rotor face au vent avec système actif de réglage des pales
Sens de rotation	Sens horaire
Nombre de pales	3
Surface balayée	8495 m <sup>2</sup>
Matériau des pales	Composite en résine et fibre de verre
Vitesse de rotation	Variable : de 7,1 à 13,8 tr/min
<b>Système d'orientation :</b>	
Type	Roulement de rangée double, à quatre points de contact et denture extérieure
Entraînement	Motoréducteurs
Stabilisation	Frein à disques
<b>Multiplicateur</b>	Engrenage cylindrique à 3 trans planétaires
<b>Système électrique :</b>	
Type de génératrice	Asynchrone à double alimentation
Classe de protection de la génératrice	IP 54
Type de convertisseur	Ondulateurs à commande de modulation à largeur d'impulsion (MLI)
<b>Principe de régulation</b>	Pitch (calage électrique variable des pales) et vitesse de rotation variable
<b>Vitesse de démarrage</b>	3,5 m/s
<b>Vitesse de vent nominale</b>	13,5 m/s
<b>Vitesse de vent de coupure</b>	25,0 m/s

<b>Surveillance à distance</b>	SCADA Senvion : REguard Monitoring (système de surveillance localisé à Estrées-Deniécourt dans la Somme)
--------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------

*Tableau 13 : Caractéristiques techniques d'un aérogénérateur Senvion 3.4M104 (source : Senvion - 2016)*

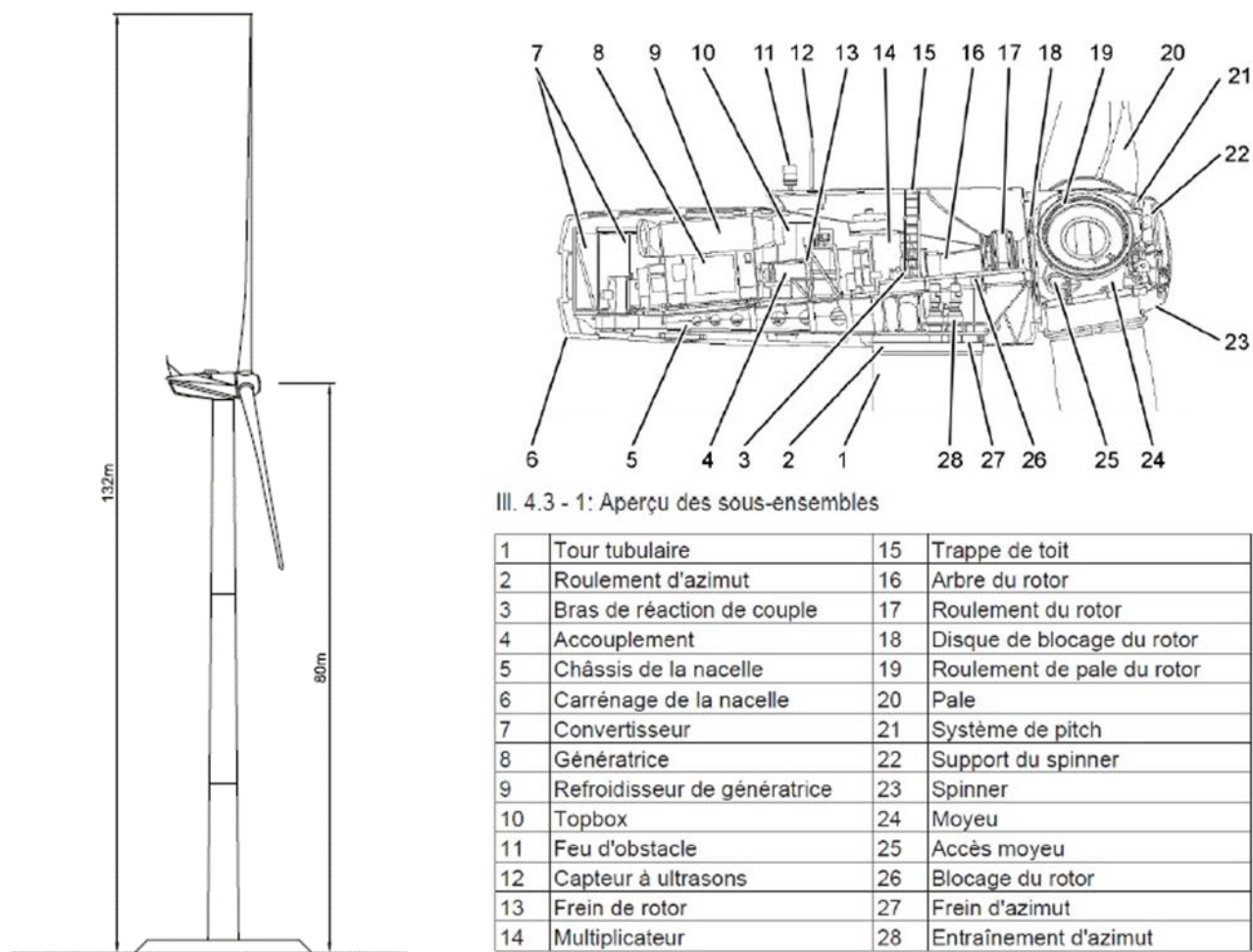


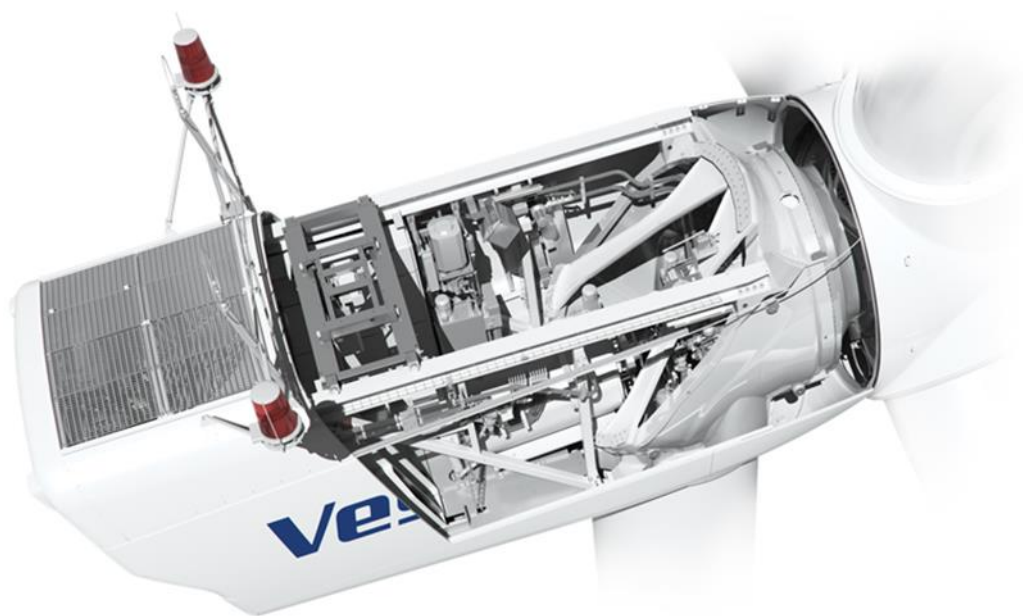
Figure 6 : Vue générale d'un aérogénérateur Servion 3.4M 104 et vue en coupe de la nacelle (source : Servion - 2016)

#### 4.2.1.2.2 VESTAS V112-3.3

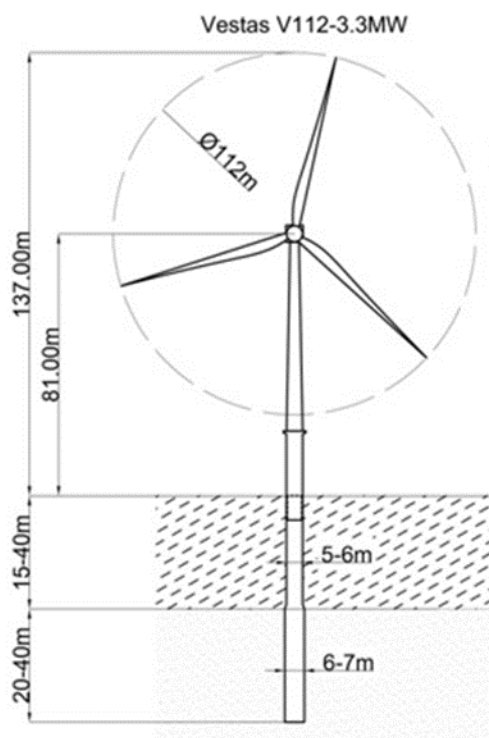
Les caractéristiques techniques des aérogénérateurs Vestas 112-3.3 sont les suivantes :

Aérogénérateur	Vestas V112-3.3
<b>Puissance nominale</b>	3300 kW
<b>Diamètre du rotor</b>	112 m
<b>Hauteur du moyeu</b>	94 m
<b>Couleur</b>	Blanche
<b>Rotor :</b>	
Type	Rotor face au vent avec système actif de réglage des pales
Nombre de pales	3
Surface balayée	9 852,0 m <sup>2</sup>
Matériau des pales	Composite en résine et fibre de verre
Vitesse de rotation	17,6 rpm
Sens de rotation	Sens horaire (vue de face)
<b>Système d'orientation :</b>	
Type	Système de roulements à rouleaux et denture extérieure
Entraînement	Motoréducteurs
Stabilisation	Frein à disques
<b>Multiplicateur</b>	Système d'engrenage à deux planétaires et un étage hélicoïdal
<b>Système électrique :</b>	
Type de génératrice	Asynchrone à cage
Classe de protection de la génératrice	IP 54
<b>Principe de régulation</b>	Pitch (calage électrique variable des pales) et vitesse de rotation variable
<b>Vitesse de démarrage</b>	3,0 m/s
<b>Vitesse de vent nominale</b>	13,0 m/s
<b>Vitesse de vent de coupure</b>	25,0 m/s
<b>Surveillance à distance</b>	SCADA Vestas : VestasOnline® Business

Tableau 14 : Caractéristiques techniques d'un aérogénérateur Vestas V112-3.3 (source : Vestas - 2016)



*Figure 7 : Vue de dessus de la nacelle de la V112-3.3 (Source : w3.windfair.net – 2015)*



*Figure 8 : Vue générale de l'aérogénérateur Vestas V112-3.3 (source : <http://www.esru.strath.ac.uk/>)*

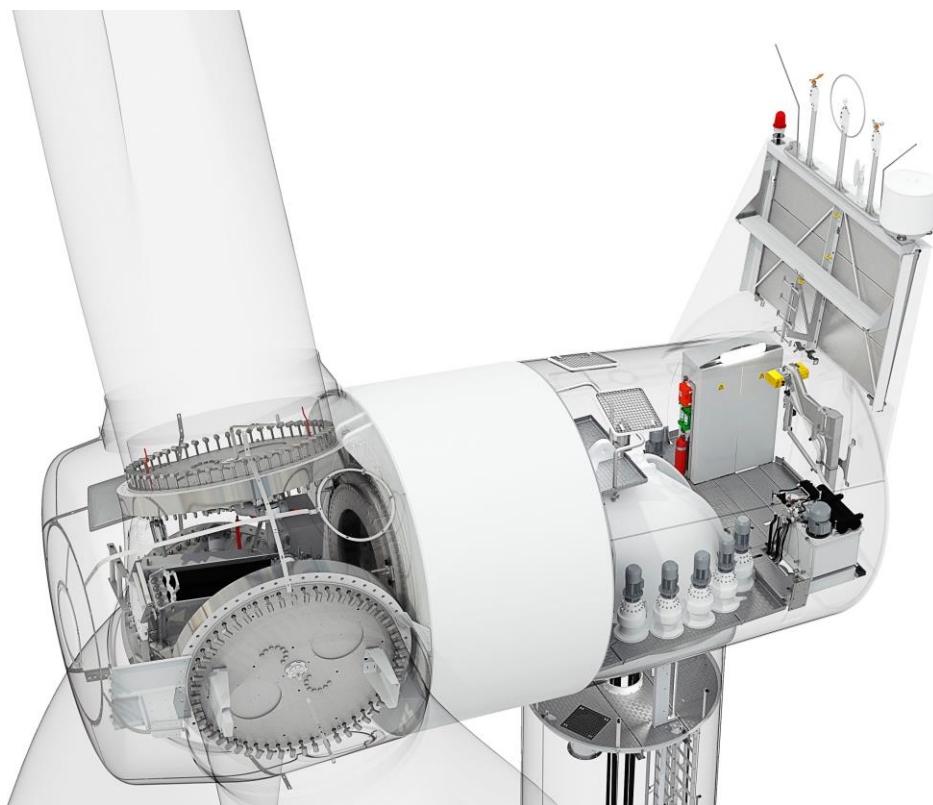
#### 4.2.1.2.3 SIEMENS SWT-3.2-101

Les caractéristiques techniques des aérogénérateurs Siemens SWT-3.2-101 sont les suivantes :

Aérogénérateur	Siemens SWT-3.2-101
<b>Puissance nominale</b>	3200 kW
<b>Diamètre du rotor</b>	101 m
<b>Hauteur du moyeu</b>	99,5 m
<b>Couleur</b>	Gris (RAL 7035)
<b>Rotor :</b>	
Type	Rotor face au vent avec système actif de réglage des pales
Sens de rotation	Sens horaire (vue de face)
Nombre de pales	3
Surface balayée	8012 m <sup>2</sup>
Matériau des pales	Fibre de verre renforcée avec de l'époxy
Vitesse de rotation	Variable : de 6,5 à 19 tr/min
<b>Système d'orientation :</b>	
Type	Système de roulements à paliers lisses
Entraînement	Motoréducteurs
Stabilisation	Frein hydraulique
<b>Multiplicateur</b>	Pas de multiplicateur
<b>Système électrique :</b>	
Type de génératrice	Synchrone
Classe de protection de la génératrice	IP 54
<b>Principe de régulation</b>	Pitch (calage électrique variable des pales) et vitesse de rotation variable
<b>Vitesse de démarrage</b>	3,0 m/s
<b>Vitesse de vent nominale</b>	14-15 m/s
<b>Vitesse de vent de coupure</b>	25,0 m/s
<b>Surveillance à distance</b>	Siemens WebWPS SCADA system

Tableau 15 : Caractéristiques techniques d'un aérogénérateur Siemens 3.2-101 (source : Siemens – 2016)





*Figure 9: Vue de profil de la nacelle de la Siemens SWT-3.2-101 (Source : Siemens – 2014)*

#### 4.2.1.2.4 GENERAL ELECTRIC 3.2-103

Les caractéristiques techniques des aérogénérateurs General Electric GE 3.2-103 sont les suivantes :

Aérogénérateur	General Electric GE 3.2-103
<b>Puissance nominale</b>	3200 kW
<b>Diamètre du rotor</b>	103 m
<b>Hauteur du moyeu</b>	98,3 m
<b>Couleur</b>	Blanche
<b>Rotor :</b>	
Type	Rotor face au vent avec système actif de réglage des pales
Sens de rotation	Sens horaire (vue de face)
Nombre de pales	3
Surface balayée	8332 m <sup>2</sup>
Matériau des pales	Fibre de verre renforcée du polyester
Vitesse de rotation	Variable : de 9,2 à 14,8 tr/min
<b>Système d'orientation :</b>	
Type	Système de roulements à paliers lisses et denture extérieure
Entraînement	Motoréducteurs
Stabilisation	Trois étriers de freins
<b>Multiplicateur</b>	Système d'engrenages
<b>Système électrique :</b>	
Type de génératrice	Asynchrone
Classe de protection de la génératrice	IP 54
<b>Principe de régulation</b>	Pitch (calage électrique variable des pales) et vitesse de rotation variable
<b>Vitesse de démarrage</b>	3,0 m/s
<b>Vitesse de vent nominale</b>	13,5 m/s
<b>Vitesse de vent de coupure</b>	25,0 m/s
<b>Surveillance à distance</b>	GE's Condition Monitoring System (CMS) et SCADA Anomaly Detection Services

Tableau 16 : Caractéristiques techniques d'un aérogénérateur General Electric 3.2-103 (source : GE-2016)

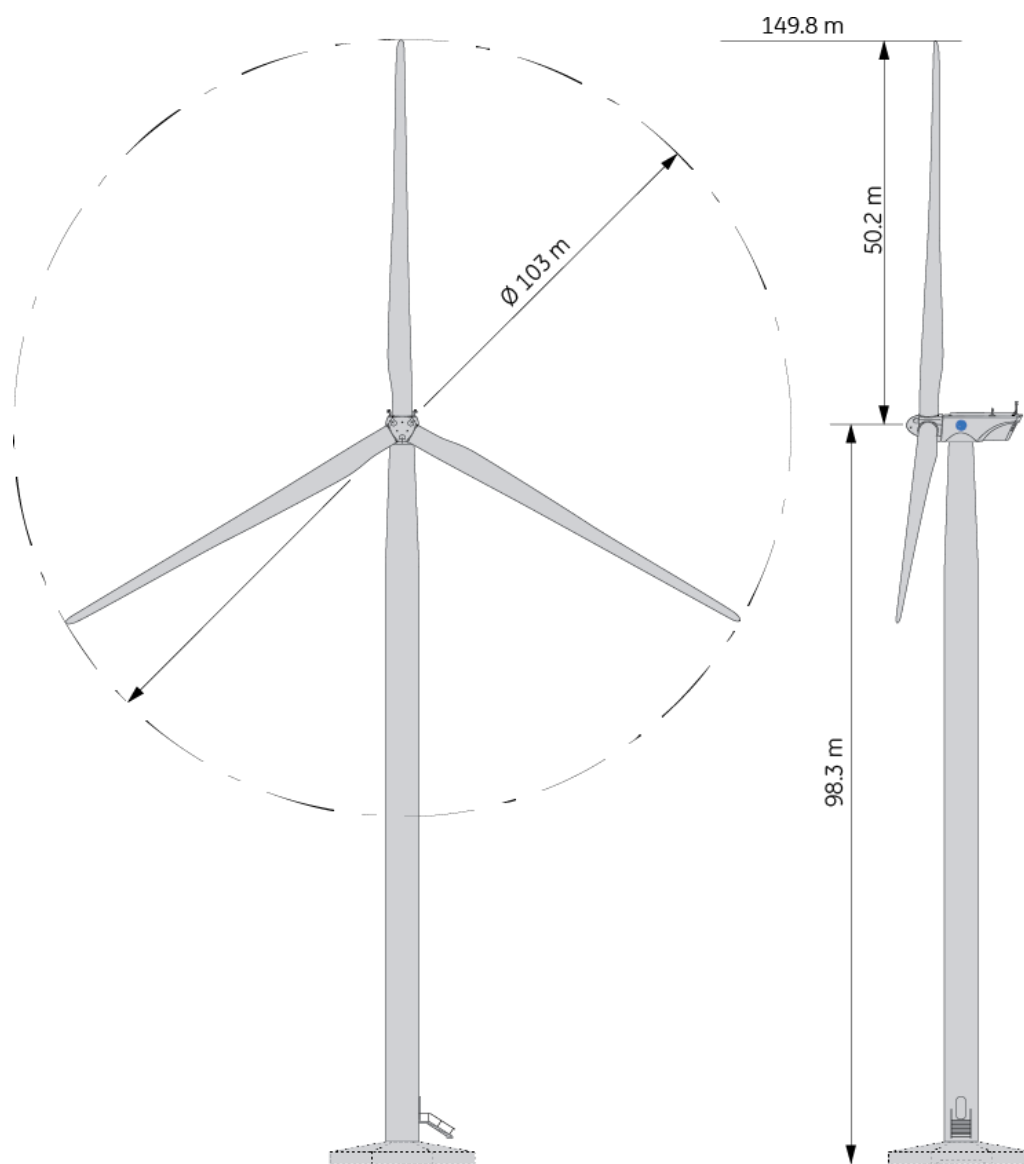


Figure 10 : Vue générale de l'aérogénérateur General Electric GE 3.2-103 (source : General Electric – 2016)

## 4.2.2 SECURITE DE L'INSTALLATION

### 4.2.2.1 MAINTIEN EN SECURITE DES AEROGENERATEURS

Les mesures de sécurité présentent un niveau de sécurité équivalent pour les six aérogénérateurs.

Nous donnerons la description de la mesure des aérogénérateurs Senvion à titre d'exemple.

Fonction de sécurité	Mesure de sécurité	Description (Valable pour Senvion)
<p><b>Prévenir la chute de glace et prévenir la mise en mouvement de l'éolienne lors de la formation de glace</b></p>	<p><b>Système de détection et stratégie d'arrêt et de redémarrage en cas de formation de givre ou glace</b></p>	<p>Chaque aérogénérateur Senvion est équipé en standard d'un système de détection redondant et correspondant à l'état de l'art, qui a été certifié par le bureau de contrôle TÜV Nord, qui permet efficacement de détecter la présence de givre aussi bien sur un aérogénérateur en rotation que sur un aérogénérateur à l'arrêt.</p> <p>Les conclusions de la certification du TÜV Nord sont les suivantes :</p> <p><i>Le concept d'évaluation préalable du risque agissant sur la stratégie et chaîne de réaction de l'éolienne, de son arrêt jusqu'à son redémarrage, est consistant et logique. Le système installé par Senvion pour la détection de glace sur les pales et l'arrêt des machines qui s'ensuit est plausible et en phase avec l'état de l'art technologique. L'examen du système a démontré qu'il est efficace afin d'éviter lors de la rotation du rotor des aérogénérateurs Senvion la projection d'épais fragments de glace source de danger. En s'appuyant sur la stratégie et procédure de contrôle de l'aérogénérateur, il peut être déduit qu'il n'y aura pas de projection de fragments de taille importante lors du redémarrage de l'éolienne lorsqu'elle aura été auparavant arrêtée sur détection de glace. La formation de glace sur un aérogénérateur à l'arrêt est comparable avec la formation de glace sur des tours, des ponts ou des mâts, et par conséquent, ne représente pas un risque significatif nécessitant de prendre des mesures additionnelles.</i></p> <p>Les trois méthodes redondantes de détection utilisées sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Comparaison des mesures de vent par deux anémomètres sur la nacelle, l'un étant chauffé, l'autre non, associé à des paramètres climatiques additionnels (notamment critère de température) ;</li> <li>• Analyse de données de fonctionnement de l'aérogénérateur, le dépôt de givre modifiant le profil aérodynamique de la pale et impactant par conséquent la production électrique de la machine ;</li> <li>• Système de mesure des oscillations et des vibrations qui sont causées par le balourd provoqué par la formation de glace sur les pales qui peuvent, en cas extrême, déclencher un arrêt d'urgence (intégré dans la chaîne de sécurité de</li> </ul>

Fonction de sécurité	Mesure de sécurité	Description (Valable pour Senvion)
<p><b>Prévenir la chute de glace et prévenir la mise en mouvement de l'éolienne lors de la formation de glace</b></p>	<p><b>Système de détection et stratégie d'arrêt et de redémarrage en cas de formation de givre ou glace</b></p>	<p>l'aérogénérateur, cf. fonction de sécurité « survitesse » ci-après).</p> <p>Ces trois méthodes sont associées à l'envoi de codes d'état et d'information via le système SCADA.</p> <p>En cas de danger particulièrement élevé sur un site, des systèmes de détection redondants additionnels peuvent être envisagés, en sus des trois précédemment cités (par exemple système de mesure des fréquences propres d'oscillation des pales ou bien azimut de l'aérogénérateur dans une position prédéfinie suite à la détection de givre).</p> <p>En cas de détection de glace, l'aérogénérateur est automatiquement mis à l'arrêt.</p> <p>Le redémarrage peut se faire (en fonction du site) :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Automatiquement après disparition des conditions de givre (i.e. lorsque le système de détection conclut à l'absence de glace) ;</li> <li>• Manuellement sur site, au terme d'une inspection visuelle concluant à l'absence de glace sur l'aérogénérateur.</li> </ul> <p>Tous les arrêts et redémarrages des aérogénérateurs sont enregistrés et répertoriés dans le système SCADA.</p> <p>Des adaptations à ces stratégies standard de détection et d'arrêt / redémarrage peuvent être apportées de manière spécifique, selon la sensibilité du parc éolien. Pour cela, Senvion demande aux exploitants de mener chaque année une évaluation des risques. Cette évaluation s'appuie sur une analyse de la présence ou non d'infrastructures dans un périmètre donné autour de l'éolienne et classe les parcs selon différentes catégories de risques.</p>
<p><b>Prévenir l'échauffement significatif des pièces mécaniques</b></p>	<p><b>Capteurs de température agissant sur la commande de la machine</b></p>	<p>Tous les principaux composants sont équipés de capteurs de température. Un certain nombre de seuils sont prédéfinis dans le système de contrôle de l'aérogénérateur. En cas de dépassement de seuils (caractéristiques sur chaque type d'aérogénérateur, type de composant et prédéfinis), des codes d'état associés à des alarmes sont activés et peuvent, le cas échéant, entraîner un ralentissement de la machine (bridage préventif) voire un arrêt de la machine.</p> <p>Tout phénomène anormal est ainsi répertorié, tracé via le système SCADA du parc et donne lieu à des analyses et si nécessaire interventions de maintenance sur site afin de corriger les problèmes constatés.</p>

Fonction de sécurité	Mesure de sécurité	Description (Valable pour Senvion)
<p><b>Prévenir la survitesse</b></p>	<p><b>Système de freinage</b></p>	<p>Le système de freinage comprend un frein aérodynamique principal et un frein mécanique auxiliaire.</p> <p>Le frein aérodynamique est assuré par les trois pales de l'éolienne, chacune équipée de contrôleurs indépendants, de moteurs de calage et d'alimentation de secours, assurant un niveau élevé de redondance.</p> <p>Le freinage aérodynamique devient effectif en pivotant les pales jusqu'à la position dite en drapeau, avec la possibilité d'obtenir différentes vitesses de calage pour éviter les efforts trop importants. Chaque système de calage est complètement indépendant. En cas de perte de réseau, les moteurs de calage sont alimentés par des jeux d'accumulateurs.</p> <p>La force de freinage liée au réglage d'une seule pale est suffisante pour ralentir l'aérogénérateur à une vitesse sécurisée. Le système de freinage est donc trois fois redondant.</p> <p>Le système de freinage du rotor mécanique est installé sur l'arbre rapide. Il est activé en cas de défaillance partielle ou totale des systèmes de sécurité principaux et arrête le rotor conjointement au système de réglage des pales. Il est également utilisé pour immobiliser le rotor une fois celui-ci arrêté par le système de freinage aérodynamique afin de sécuriser les opérations de maintenance. Le système de freinage est conçu pour remplir la fonction « fail safe ». Cela signifie qu'en cas de dysfonctionnement d'un composant du système, l'aérogénérateur est arrêté en toute sécurité.</p> <p>Des systèmes de coupure au niveau du rotor et au niveau du multiplicateur s'enclenchent en cas de dépassement de seuils de vitesse prédéfinis sont directement intégrés à la chaîne de sécurité de l'aérogénérateur.</p> <p>La chaîne de sécurité de l'aérogénérateur est un circuit à câblage direct dans lequel tous les contacts sont couplés en série pour déclencher un arrêt d'urgence. Lorsque la chaîne de sécurité est interrompue, l'éolienne s'arrête immédiatement. La remise en marche n'est admissible que si la cause qui a entraîné son déclenchement a été éliminée.</p> <p>A ce jour, Senvion ne recense aucun cas d'entrée en survitesse d'un de ses aérogénérateurs.</p>
<p><b>Prévenir les courts-circuits</b></p>	<p><b>Opérations de maintenance</b></p>	<p>Des vérifications de tous les composants électriques ainsi que des mesures d'isolement, serrage des câbles sont intégrées dans les procédures de maintenance préventive mises en œuvre.</p>
	<p><b>Système de</b></p>	<p>Les fuites depuis le moyeu ou la nacelle sont évitées par les</p>

Fonction de sécurité	Mesure de sécurité	Description (Valable pour Senvion)
<p align="center"><b>Protéger l'environnement en cas de fuite et prévenir l'infiltration d'huile dans le sol</b></p>	<p align="center"><b>réention</b></p> <p align="center"><b>Capteurs pression et niveau</b></p>	<p>systèmes passifs suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Labyrinthe dans le spinner ;</li> <li>• Chicane de récupération et de rétention d'huile dans le capotage de la nacelle ;</li> <li>• Collecteur de graisse sous les engrenages de l'azimut ;</li> <li>• Système clos pour le graissage central des couronnes et des pales ;</li> <li>• Utilisation d'huiles et fluides hydrauliques dont la viscosité à température ambiante est élevée.</li> </ul> <p>En cas malgré tout de fuite vers l'environnement extérieur, des mesures de nettoyage de l'éolienne et de dépollution des sols sont engagées.</p> <p>Il est à noter que la technologie pitch électrique, et non pas hydraulique, mise en œuvre sur tous les aérogénérateurs Senvion œuvre à une réduction considérable des risques liés aux fuites depuis le moyeu.</p> <p>Le groupe hydraulique et le multiplicateur entre autres sont équipés de capteurs de pression et de niveau de fluide, reliés au système de contrôle de la machine et au SCADA. En cas de phénomène anormal, des alertes sont ainsi émises et des vérifications par des équipes de maintenance peuvent être engagées.</p> <p>Dans les postes électriques, l'ensemble du poste constitue une rétention pour la totalité du contenu des transformateurs à huile. Les capteurs de pression et de température sont suivis en permanence sur le système de conduite de l'exploitant et des alarmes sont associées à des dépassements de seuils.</p> <p>Des vérifications des niveaux sont également partie intégrante des opérations de maintenance préventive, tant dans les postes électriques que dans les aérogénérateurs.</p>
<p align="center"><b>Prévenir la dégradation des pales</b></p>	<p align="center"><b>Inspection</b></p>	<p>Des contrôles visuels sont prévus à chaque maintenance. De plus, des fonctions d'alarme sont intégrées en cas de dégradation anormale des performances aérodynamiques de l'aérogénérateur (ce qui peut être causé par une dégradation des pales).</p>
<p align="center"><b>Prévenir les erreurs d'assemblage / prévenir les erreurs de maintenance / détecter les défauts qualité</b></p>	<p align="center"><b>Procédure assemblage</b> <b>Procédure maintenance</b> <b>Procédures de contrôle</b> <b>Procédure qualité</b></p>	<p>Les procédures de certification-type des aérogénérateurs, couplées aux procédures de qualification fournisseurs, contrôles qualité, respect scrupuleux des instructions de montage et maintenance des machines, permettent d'assurer un niveau de sécurité important.</p> <p>De plus, Senvion impose des contrôles supplémentaires :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Vérification de la compatibilité des éoliennes avec les conditions de vent du site en phase d'avant-</li> </ul>

Fonction de sécurité	Mesure de sécurité	Description (Valable pour Senvion)
<p>Prévenir les erreurs d'assemblage / prévenir les erreurs de maintenance / détecter les défauts qualité</p>	<p>Procédure assemblage Procédure maintenance Procédures de contrôle Procédure qualité</p>	<p>projet ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Revue des designs des massifs de stabilité lorsqu'ils ne font pas partie du périmètre de fourniture de Senvion.</li> </ul>
<p>Prévenir la dégradation de l'état des équipements</p>	<p>Inspection</p>	<p>Toutes les pièces de l'aérogénérateur sont protégées contre la corrosion et les autres influences néfastes de l'environnement au moyen d'un revêtement spécial à plusieurs couches. Le système de revêtement satisfait aux exigences de la norme ISO 12944. Des contrôles visuels sont prévus lors de toutes les maintenances préventives, suivant les préconisations du manuel de maintenance.</p>
<p>Prévenir le fonctionnement de l'aérogénérateur en cas de vents forts</p>	<p>Détection vents forts + alarme automate + arrêt automatique</p>	<p>La procédure de coupure sera lancée si la vitesse du vent est supérieure à la vitesse du vent de coupure, en valeur moyennée sur 10 min. Cependant, pour faire face aux rafales, l'aérogénérateur lancera également la procédure de coupure si la vitesse du vent dépasse certains seuils prédéfinis dans le système de contrôle de l'aérogénérateur en valeur moyennée sur 30s, ou en valeur moyennée sur 1s.</p> <p>La procédure d'arrêt fera pivoter les pales en position drapeau et arrêtera l'aérogénérateur en toute sécurité.</p>
<p>Protection incendie de l'aérogénérateur  Intervention incendie</p>	<p>Système de protection contre la foudre / conception de l'aérogénérateur</p>	<p>L'aérogénérateur est pourvu d'une installation de protection anti-foudre et satisfait au degré de protection défini dans la norme internationale IEC 61024-1 II. La foudre est capturée par des récepteurs dans les pales du rotor et déviée depuis le rotor vers le mât via des contacts glissants et des éclateurs. Le courant de foudre est ainsi dérivé dans le sol via des prises de terre de fondation. Globalement, l'aérogénérateur Senvion est de Classe de Protection Foudre 1 (LPC 1).</p> <p>Par ailleurs le design global de l'aérogénérateur est fait pour minimiser les risques d'incendie :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Transport de l'énergie produite par l'aérogénérateur entre nacelle et pied de mât par gaine-barres, afin d'assurer une protection optimale en cas de court-circuit ;</li> <li>Capteurs de températures sur les principaux composants de l'aérogénérateur agissant, si nécessaire, en cas de dépassements de seuils, sur le fonctionnement de la machine (bridage voire mise à l'arrêt et envoi d'alarme via le système SCADA) ;</li> <li>Transformateur à huile implanté à l'intérieur de</li> </ul>



Fonction de sécurité	Mesure de sécurité	Description (Valable pour Senvion)
<p><b>Protection incendie de l'aérogénérateur</b></p> <p><b>Intervention incendie</b></p>	<p><b>Système de protection contre la foudre / conception de l'aérogénérateur</b></p>	<p>l'aérogénérateur.</p> <p>En outre, un système de détection incendie relié à une alarme est mis en œuvre : des détecteurs sont placés au voisinage des principaux composants électriques (transformateur, cellules, convertisseur, génératrice) et permettent, en cas de détection :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• D'arrêter l'aérogénérateur ;</li> <li>• D'émettre une alarme sonore afin d'informer les éventuelles équipes de maintenance en cours d'intervention dans l'aérogénérateur ;</li> <li>• D'émettre une alarme informant immédiatement de la survenance de l'incendie, ce qui peut lui permettre d'informer les services de secours.</li> </ul> <p>Il est enfin à noter que les analyses de risques internes menées par Senvion (AMDEC) confirment le caractère tout à fait improbable d'une perte de contrôle totale de l'éolienne du fait d'un incendie. En effet, si un incendie se déclare en nacelle ou dans le mât, le système de freinage principal de l'aérogénérateur (frein aérodynamique par pitch) reste fonctionnel et permet la mise en arrêt de l'aérogénérateur. Si un incendie se déclare dans le moyeu, il est considéré comme improbable qu'il entraîne simultanément, sans défaillance préalable et sans signe avant-coureur la mise hors d'état des trois systèmes autonomes et indépendants de pitch.</p>
<p><b>Prévenir les intrusions</b></p>	<p><b>Porte verrouillable anti-panique</b></p>	<p>Les portes des aérogénérateurs et des postes électriques sont équipées de serrures ainsi que d'un système anti-panique (elles peuvent être ouvertes de l'intérieur même si elles sont verrouillées à l'extérieur).</p> <p>Des procédures claires de fermeture des portes ont été rédigées et communiquées à l'ensemble des intervenants sur le parc et des vérifications sont régulièrement menées. Ces portes sont toujours verrouillées en cas d'absence de personnel dans la machine ou le poste. Le personnel verrouille également la porte dès qu'il effectue des opérations qui font sortir cette dernière de son champ de vision (montée dans l'aérogénérateur, travail dans le poste uniquement ...).</p> <p>L'ouverture de la porte de l'éolienne enclenche l'allumage automatique des éclairages de l'éolienne.</p> <p>L'ouverture des postes électriques entraîne leur allumage ainsi qu'une alarme visuelle et sonore sur le système de contrôle à distance des aérogénérateurs de ENGIE GREEN. Les portes de ces postes se verrouillent automatiquement dès qu'elles sont fermées.</p>

Tableau 17 : Mesures de sécurité des installations (source : Senvion – 2011)

#### 4.2.2.2 GESTION DES SITUATIONS D'URGENCE SUITE A UNE DEFAILLANCE D'UN AEROENERATEUR

---

La détection d'une situation d'urgence suite à une défaillance d'un aérogénérateur peut s'effectuer de 3 manières différentes, classées par ordre de niveaux de sécurité :

- Via les systèmes instrumentés de sécurité et leurs redondances qui créent des alarmes en direct au centre de conduite ou à la personne d'astreinte ;
- Via le personnel intervenant sur l'aérogénérateur ;
- Via une alerte d'une personne extérieure passant à proximité du parc éolien.

Cette détection déclenche la procédure de gestion des situations d'urgence.

Dans le premier cas, la défaillance est confirmée par le déplacement de la personne d'astreinte sur site ou par l'envoi de personnel sur site, le centre de maintenance et de conduite d'Estrées-Deniécourt se situant à 56 km du parc éolien ;

Le service conduite ou la personne d'astreinte contacte le SDIS via le 112 ou le 18 en précisant le parc éolien et sa commune, ainsi que la défaillance constatée.

Le SDIS orientera vers le centre de secours disponible le plus proche.

Un périmètre de sécurité sera établi avec l'aide du SDIS en fonction de la défaillance. Si plusieurs défaillances ont été constatées, c'est le plus grand périmètre qui sera établi :

- Survitesse : 500 m
- Défaillance des freins : 500 m
- Tempêtes : 500 m
- Balourd du rotor : 250 m
- Incendie : 250 m
- Gel : 250 m
- Orages : 150 m
- Tremblement de terre : 150 m

---

#### 4.2.3 OPERATIONS DE MAINTENANCE DE L'INSTALLATION

---

Les opérations de maintenance préventives préconisées par les constructeurs sont détaillées dans des manuels dédiés. Le suivi de ces préconisations est impératif car leur respect conditionne le maintien opérationnel de l'aérogénérateur et de ses fonctions de sécurité. Le manuel de maintenance de chaque aérogénérateur est par ailleurs dûment établi et validé dans le cadre de sa certification-type.

Ces opérations incluent des contrôles visuels, serrages, graissages, changement d'huile, vérification de niveaux, test des systèmes de sécurité, remplacement des charbons des collecteurs, mesures de niveau d'isolement électrique, ... Ces opérations sont détaillées et regroupées par ensemble fonctionnel de l'aérogénérateur : ils constituent une check-list suivie par les équipes de maintenance, dûment renseignée, signée, et mise à la disposition des exploitants. A la sortie de garantie du parc éolien, ENGIE GREEN effectuera les maintenances conformément aux recommandations du constructeur retenu.

A titre d'exemple, les opérations de maintenance préventives des aérogénérateurs Senvion 3.4M104 sont présentées ci-après :

- Contrôles visuels généraux
- Pales (vérifications visuelles, relevé des cartes foudre)
- Ecrous de pale (serrages)
- Roulements de pale

- Système de pitch (orientation de la pale)
- Moyeu
- Roulement du rotor
- Système de blocage du rotor
- Multiplicateur
- Slip ring (collecteur à bagues rotatives)
- Frein de sécurité actif
- Accouplement
- Génératrice
- Groupe hydraulique
- Système de refroidissement du convertisseur
- Freins d'azimut
- Roulement d'azimut
- Mécanisme d'orientation de la nacelle
- Système électrique (câbles / gaines à barre)
- Equipement de la tour
- Système de contrôle commande et convertisseur
- Transformateur sec en pied de mât
- Câbles électriques en haut de mât
- Cellules HTA
- Câblage électrique en pied de mât
- Fonctions de sécurité
- Nettoyage de l'aérogénérateur
- Massif de fondation
- Environnement de l'aérogénérateur

Diverses opérations de maintenance sont réalisées suivant un cycle et des protocoles de maintenance définis selon les préconisations et le manuel du constructeur. Chaque maintenance ou dépannage est archivé dans le registre de suivi de l'installation. Le tableau suivant présente un extrait du cycle de ces maintenances.

Parc éolien	Année											
	0	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	
Maintenance 500 H (Torquage tour, pales ...)	X											
Maintenance semi-annuelle (Contrôle pièces d'usure, graissage, nettoyage et inspections visuelles) (1 jour / aérogénérateur)		X		X		X		X		X		
Maintenance annuelle (semi-annuelle + convertisseur et transformateur + serrage + tests sécurité (survitesses, arrêt urgence)) (3 jours / aérogénérateur)			X		X		X		X			
Maintenance de reprise			X									

(Torquage tour, pales, vidanges ...) (3-4 jours / aérogénérateur)											
Maintenance Haute Tension (Maintenance réseau HTA inter-éolien + poste de livraison) (1 jour / parc)					X				X		
Inspections périodiques (électricité, moyens d'extinction, engins de levage)	X		X		X		X		X		
Maintenance 5 ans (Vidange motoréducteur yaw, pitch + nettoyage centrale de graissage) (3-4 jours / aérogénérateur)											X
Inspections de pales (1 jour / aérogénérateur)	Tous les 2/3 ans (évolutif selon l'âge de l'aérogénérateur)										
Réparations de pales	Selon inspections de pales et maintenances										
Dépannages (dont remplacement de pièces)	Tout au long du fonctionnement du parc éolien										

*Tableau 18 : Planning prévisionnel des maintenances (source : ENGIE GREEN et Servion – 2016)*

---

#### 4.2.4 STOCKAGE ET FLUX DE PRODUITS DANGEREUX

---

Conformément à l'article 16 de l'arrêté du 26 août 2011, aucun produit dangereux ne sera stocké dans les aérogénérateurs du parc de l'Épinette.

De l'huile et de la graisse sont nécessaires au bon fonctionnement des installations, mais sont alors en circulation dans les machines. Le flux de produit dangereux est créé par les opérations de maintenance qui peuvent nécessiter une vidange ou un nettoyage : les huiles et graisses neuves sont amenées dans les aérogénérateurs puis les huiles usagées et les chiffons souillés sont évacués des aérogénérateurs.

Le volume de ces déchets est difficile à estimer mais il sera inférieur à 30 litres par semaine en moyenne pour les chiffons et contenants souillés, pour un volume de renouvellement maximum d'huile et de graisse de 600 litres/an/aérogénérateur.

## 4.3 FONCTIONNEMENT DES RESEAUX DE L'INSTALLATION

### 4.3.1 RACCORDEMENT ELECTRIQUE

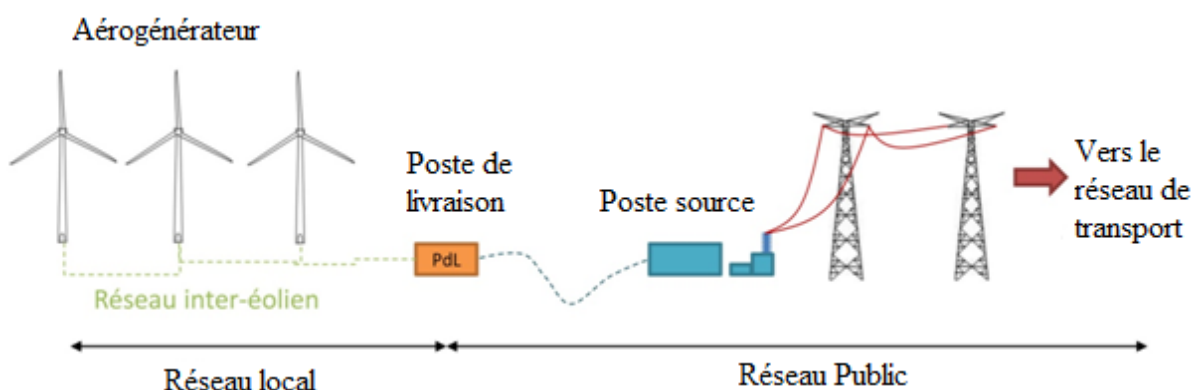


Figure 11 : Raccordement électrique prévisionnel des installations de l'Épinette (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012)

- **Réseau inter-éolien**

Le réseau inter-éolien permet de relier le transformateur, intégré dans le mât de chaque éolienne ou à proximité immédiate, dans un local fermé, au point de raccordement avec le réseau public (poste de livraison). Ce réseau comporte également une liaison de télécommunication qui relie chaque éolienne au terminal de télésurveillance basé à Estrées-Déniecourt dans la Somme (80). Ces câbles constituent le réseau interne de la centrale éolienne.

Ces réseaux de raccordement seront enterrés sur toute leur longueur en coupant à travers champs au plus direct entre les éoliennes et les postes de livraison. Les câbles électriques, pouvant être en acier ou en cuivre, sont d'une tension est de 20.000 V. La Carte 23 page 55 (échelle 1/10.000<sup>e</sup>) illustre le tracé prévisionnel de la ligne 20 kV interne au parc éolien, reliant toutes les éoliennes de E1 à E7 jusqu'aux postes de livraison.

Les caractéristiques des tranchées sont en moyenne une largeur de 45 cm et une profondeur de 0,8 m à 1,20 m, selon les cas. La présence du câble est matérialisée par un grillage avertisseur de couleur rouge (voir les coupes suivantes). Des bornes seront laissées en surface au droit du passage du câble 20 kV pour matérialiser la présence de celui-ci.

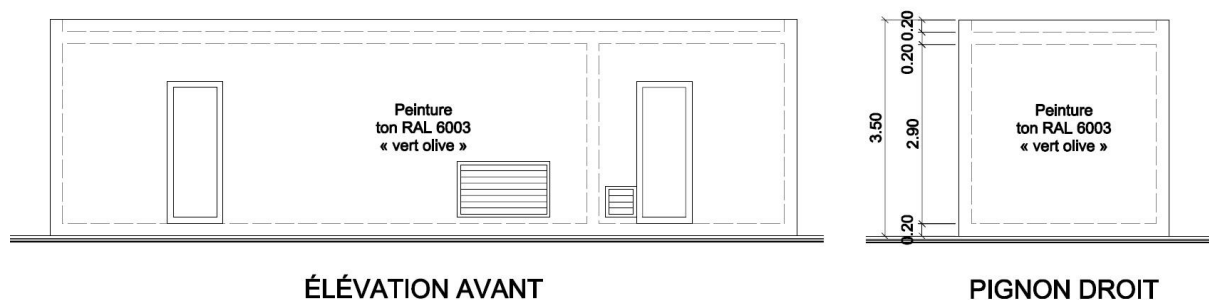
Lors du chantier de raccordement, au moins une voie de circulation devra être assurée sur les voies concernées (l'autre étant réservée à la sécurité du chantier). Les impacts directs de la mise en place de ces réseaux enterrés sur le site sont négligeables. Les tranchées sont faites à travers les champs et au plus court entre les éoliennes et les postes de livraison. Aucun apport ou retrait de matériaux du site n'est nécessaire. Ouverture de tranchées, mise en place de câbles et fermeture des tranchées seront opérés en continu, à l'avancement, sans aucune rotation d'engins de chantier. Les pistes seront restituées dans leur état initial, sans élargissement supplémentaire. La fermeture de la tranchée dans l'axe des nouvelles pistes, de moindre compacité que le terrain en place, permettra avec le temps la régénération herbacée d'un andin central, sans gêne pour le passage éventuel d'une grue, de véhicules 4 x 4 ou encore d'engins agricoles.

A noter que le maître d'ouvrage s'engage à obtenir l'accord des propriétaires des terrains traversés parc ces lignes, préalablement aux travaux.

- **Poste de livraison**

Les postes de livraison sont les nœuds de raccordement de tous les aérogénérateurs avant que l'électricité ne soit injectée dans le réseau public. Ils constituent la frontière entre le parc éolien et le réseau public de distribution. Le poste de livraison est un local fermé qui abrite les équipements de protection et de comptage du parc éolien.

La localisation exacte de l'emplacement du poste de livraison est fonction de la proximité du réseau inter-éolien et de la localisation du poste source vers lequel l'électricité est ensuite acheminée. Dans ce projet, ils sont au nombre de 2 et situés à proximité des aérogénérateurs n°3 et 6 (cf. Carte 23 page 55). Il s'agit de bâtiments industriels, parallélépipédiques, de 12,1m de long par 3,4 m de profondeur, et d'une hauteur de 3,5 m. Ils sont en béton et peint de manière à s'intégrer dans l'environnement.



*Figure 12 : Plan de façade d'un poste de livraison (vue de face et vue de profil).*

#### Règles parasismiques applicables aux postes de livraisons

L'actuel zonage sismique classe le territoire d'accueil du projet en zone de sismicité 2 (faible).

Conformément au III de l'article 4 du décret n°2014-450 du 2 mai 2014 relatif à l'expérimentation d'une autorisation unique :

*III. - Le représentant de l'Etat dans la région peut, par arrêté en fonction des enjeux locaux, rendre obligatoire la production des pièces supplémentaires suivantes :*

*1° Dans les cas prévus par les 4° et 5° de l'article R. 111-38 du code de la construction et de l'habitation, un document établi par un contrôleur technique mentionné à l'article L. 111-23 de ce code, attestant qu'il a fait connaître au maître d'ouvrage son avis sur la prise en compte, au stade de la conception, des règles parasismiques et paracycloniques prévues par l'article L. 563-1 du code de l'environnement.*

Il est précisé par les 4° et 5° de l'article R. 111-38 du code de la construction et de l'habitation que :

*Sont soumises obligatoirement au contrôle technique prévu à l'article L. 111-23 les opérations de construction ayant pour objet la réalisation :*

*[...]*

- *4° Lorsqu'ils sont situés dans les zones de sismicité 4 ou 5 délimitées conformément à l'article R. 563-4 du code de l'environnement, des immeubles dont le plancher bas du dernier niveau est situé à plus de 8 mètres par rapport au niveau du sol ;*
- *5° Lorsqu'ils sont situés dans les zones de sismicité 2,3,4 ou 5, délimitées conformément à l'article R. 563-4 du code de l'environnement, des bâtiments appartenant aux catégories d'importance III et IV au sens de l'article R563-3 du même code et des établissements de santé, lorsqu'ils n'y sont pas déjà soumis au titre d'une autre disposition du présent article.*

Les règles de classification et de construction parasismique pour les bâtiments de la classe dite « à risque normal » sont définies par l'arrêté du 22 octobre 2010 (relatif à la classification et aux règles de construction parasismique applicables aux bâtiments de la classe dite « à risque normal ») en application de l'article R. 563-5 du code de l'environnement.

D'après l'article 2 du présent arrêté, les postes de livraison prévus dans le projet éolien sont classés dans la catégorie d'importance I :

*Les bâtiments dans lesquels est exclue toute activité humaine nécessitant un séjour de longue durée et non visés par les autres catégories du présent article.*

Selon cette fois-ci l'article 3 du présent arrêté, aucune règle de construction parasismique n'est applicable aux 2 postes de livraison prévus en zone de sismicité 2.

- **Conformité des liaisons électriques intérieures**

**Conformément au Décret n° 2014-450 du 2 mai 2014 relatif à l'expérimentation d'une autorisation unique en matière d'installations classées pour la protection de l'environnement, les éléments justifiant de la conformité des liaisons électriques intérieures avec la réglementation technique en vigueur (article L-323-11 du code de l'énergie) sont disponibles en Annexe 10.**

Selon l'arrêté du 23 avril 2008, les installations privées<sup>1</sup> du domaine H.T.A. entrent dans le domaine d'application :

- de la norme NF C 13-100 relative aux postes de livraison privés HTA/BT établis à l'intérieur d'un bâtiment et alimentés par un réseau de distribution publique à haute tension.
- de la norme NF C 13-200 relative aux installations de tension supérieure à 1KV (hors poste de livraison).

**Eolis.Noroît, sous la direction de ENGIE GREEN, dans le cadre de la construction du parc fera appel à un organisme de contrôle agréé indépendant afin d'examiner l'installation électrique. Il produira alors un certificat de conformité du poste de livraison vis-à-vis des normes NF C 13-100 et NF C 13-200. Un exemple de certificat délivré récemment pour un autre parc est disponible en Annexe 10.**

**Pour le réseau inter-éolien, un cahier des clauses techniques particulières (CCTP) est spécifiquement rédigé.**

Des contrôles internes porteront au minimum sur :

- Caractéristiques des tranchées et de la pose des câbles HTA, BT et FO ;
- Ordre des phases des câbles posés ;
- Numéros de série des tourets utilisés ;
- Boîtes de jonctions et extrémités ;
- Compactage ;
- Câblage dans les postes de transformation et de livraison.

Des plans de coupes types présentés ci-dessous ont été réalisés afin de se conformer au décret n°88-1056 du 14 novembre 1988 et aux normes NF C 15-100 et NF C 13-100.

<sup>1</sup> Par opposition aux réseaux publics comme définit par le décret n°2011-1697 du 1er décembre 2011.

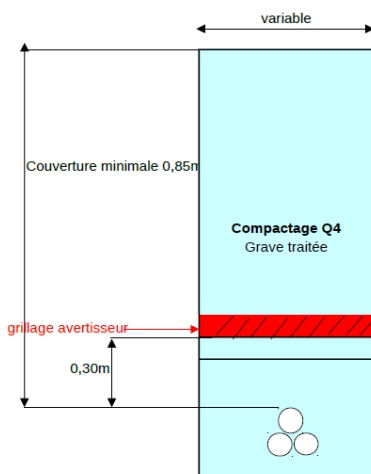


Figure 13 Coupe type pour l'enfouissement de l'inter-éolien sous un chemin rural (Source : ENGIE Green)

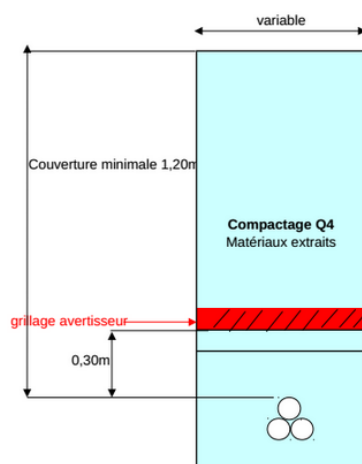


Figure 14 Coupe type pour l'enfouissement de l'inter-éolien sous une parcelle privée (Source : ENGIE Green)

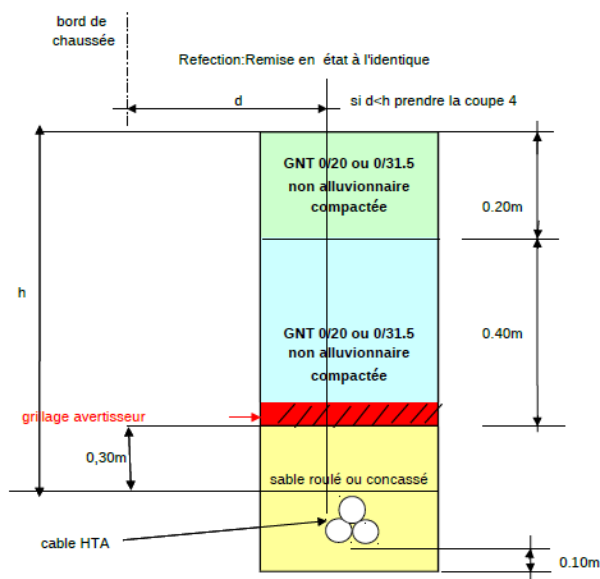


Figure 15 : Coupe type pour l'enfouissement de l'inter-éolien à proximité de la chaussée (Source : ENGIE Green)



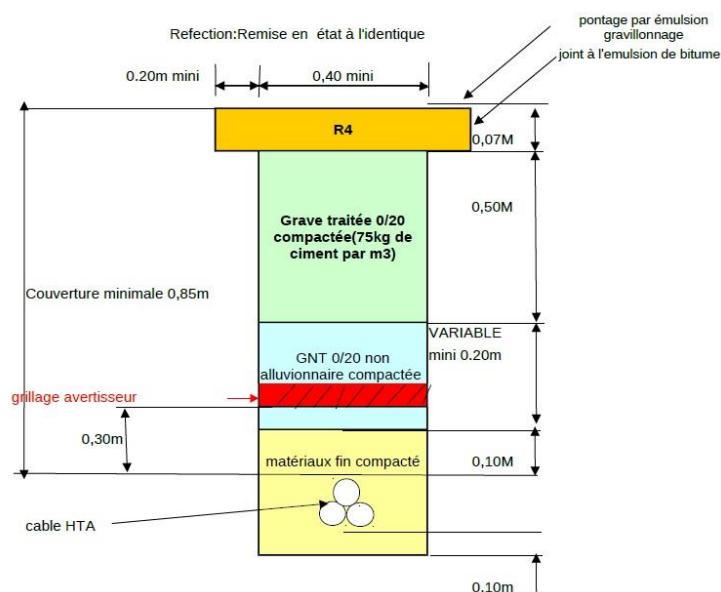


Figure 16: Coupe type pour l'enfouissement de l'inter-éolien sous la chaussée (Source : ENGIE Green)

D'autre part, ce chantier fait l'objet d'un plan qualité fourni au Maître d'Ouvrage par chaque entreprise intervenante. De plus, les liaisons électriques intérieures feront l'objet de deux vérifications internes.

Pour ces installations, le porteur de projet d'engage à :

- Respecter les dispositions applicables de l'arrêté technique du 17 mai 2001 ;
- Diligenter un contrôle technique des travaux en application de l'article R.323-30 du code de l'Energie ;
- Transmettre au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité les informations permettant à ce dernier d'enregistrer la présence du réseau inter-éolien dans son SIG des ouvrages, conformément à l'article R.323-29 du code de l'Energie ;
- Se faire connaître auprès de l'INERIS qui gère le guichet unique en application des dispositions des articles L.554-1 à L. 554-4 et R. 554-1 et suivants du code de l'Environnement qui sont relatif à la sécurité des réseaux souterrains, aériens et subaquatiques de transport ou de distribution. Pour cela, deux fiches sont enregistrées sur le portail 'construire sans détruire' mis à disposition par l'INERIS. Une dédiée aux réseaux électriques, et l'autre aux réseaux téléphonique et fibre optique.

#### • Réseau électrique externe

Le réseau électrique externe relie le poste de livraison avec le poste source (réseau public de transport d'électricité). Ce réseau est réalisé par le gestionnaire du réseau de distribution (généralement ERDF- Électricité Réseau Distribution France) ; il est entièrement enterré.

Postes	Distance au projet	Puissance EnR raccordée (MW)	Puissance des projets EnR en file d'attente (MW)	Capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR qui reste à affecter (MW)	Capacité réservée aux EnR au titre du S3REnR (MW)
Busigny SNCF	2,5 E	<i>Pas de données</i>			
Le Perizet	3,1 NO	0	0	0	0
Caudry	7 N	1,5	44,4	50,6	95
Bohain	8,9 SE	53	37,4	0	0
Le Cateau	9,7 NE	0,9	27	37,5	61,5
Solesmes	12,8 NE	0,5	19,8	13,7	33,5
Riez	15,7 NO	1	58,5	3,5	62
Cambrai	16,8 NO	0,1	0	5	5

Figure 17: Synthèse des postes, raccordements possibles en MW pour le projet (source : RTE, 2016)

Seuls les postes du Cateau et Caudry ont a priori une capacité d'accueil restante suffisante pour accueillir le projet. Les postes du Perizet et de Busigny, les plus proches de la zone d'implantation du projet, ne disposent pas de capacité d'accueil connue réservée aux énergies renouvelables. Ces données restent cependant à confirmer directement avec le gestionnaire du réseau.

#### 4.3.2 AUTRES RESEAUX

Le parc éolien de l'Épinette ne comporte aucun réseau d'alimentation en eau potable ni aucun réseau d'assainissement. De même, les aérogénérateurs ne sont reliés à aucun réseau de gaz.

## 5 IDENTIFICATION DES POTENTIELS DE DANGERS DE L'INSTALLATION

---

Ce chapitre de l'étude de dangers a pour objectif de mettre en évidence les éléments de l'installation pouvant constituer un danger potentiel, que ce soit au niveau des éléments constitutifs des aérogénérateurs, des produits contenus dans l'installation, des modes de fonctionnement, etc.

L'ensemble des causes externes à l'installation pouvant entraîner un phénomène dangereux, qu'elles soient de nature environnementale, humaine ou matérielle, seront traitées dans l'analyse de risques.

### 5.1 POTENTIELS DE DANGERS LIES AUX PRODUITS

---

L'activité de production d'électricité par les aérogénérateurs ne consomme pas de matières premières, ni de produits pendant la phase d'exploitation. De même, cette activité ne génère pas de déchet, ni d'émission atmosphérique, ni d'effluent potentiellement dangereux pour l'environnement.

Les produits identifiés dans le cadre du parc éolien de « L'Épinette » sont utilisés pour le bon fonctionnement des aérogénérateurs, leur maintenance et leur entretien :

- Produits nécessaires au bon fonctionnement des installations (graisses et huiles de transmission, huiles hydrauliques pour systèmes de freinage...), qui une fois usagés sont traités en tant que déchets industriels spéciaux ;
- Produits de nettoyage et d'entretien des installations (solvants, dégraissants, nettoyants...) et les déchets industriels banals associés (pièces usagées non souillées, cartons d'emballage...).

Conformément à l'article 16 de l'arrêté du 26 août 2011 relatif aux installations éoliennes soumises à autorisation, aucun produit n'est stocké dans les aérogénérateurs ou le poste de livraison.

#### 5.1.1 LES PRODUITS ENTRANTS


---




Les produits référencés dans ce paragraphe sont utilisés pour le fonctionnement du parc (huiles, gaz ...), la maintenance et l'entretien de l'installation (graisses, solvants, peintures ...). Pour chaque produit identifié, les dangers ont été inventoriés à partir de leur Fiche de Données Sécurité.




A titre d'exemple pour l'aérogénérateur de marque Senvion, le tableau ci-dessous synthétise les dangers liés aux produits présents sur site ou pouvant y être amenés. Ces dangers dépendent de 3 facteurs :


- Les caractéristiques dangereuses de ce produit ;
- La quantité de produit utilisée ;
- Les conditions d'utilisation.






Le Tableau 23 présentera les types de produits et les volumes utilisés employés pour les aérogénérateurs de Siemens, General Electric et Vestas.

Nom du produit (Fabricant)	Type de produit	Emploi	Quantités maximales utilisées	Classification	Phrases de risque (R) Phrases de prudence (S)	Commentaires
Plantohyd 46S (Fuchs)	Huile	Groupe hydraulique	6L / an / machine	-	-	Point éclair 300°C Non explosif
Mobilgear SHC XMP 320 (ESSO)	Huile	Motoréducteurs yaw (4) Multiplicateur	570 L / machine	-	-	Point éclair 205°C
Optigear Synthetic A 320 (CASTROL)	Huile	Motoréducteurs yaw (4) Multiplicateur	570 L / machine		R43 : Peut entraîner une sensibilisation par contact avec la peau R52/53 : Nocif pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l'environnement aquatique S28 : Après contact avec la peau, se laver immédiatement et abondamment avec de l'eau et du savon S36/37/39 : Porter un vêtement de protection approprié, des gants et un appareil de protection des yeux/du visage S61 : Eviter le rejet dans l'environnement. Consulter les instructions spéciales/la fiche de données de sécurité	Remplacement possible par la Mobilgear SHC XMP 320
Optigear Synthetic X 320 (CASTROL)	Huile	Motoréducteurs yaw (4) Multiplicateur	570 L / machine	-	-	Idem ci-dessus
Mobilgear SHC XMP 150 (ESSO)	Huile	Motoréducteurs pitch (3)	20 L	-	-	Point éclair >218°C
Mobilith SHC 100 (ESSO)	Graisse	Roulements génératrice	0,5 kg / an / machine	-	-	Cartouche Point éclair >204°C
Molykote Longterm 2 plus (Dow)	Graisse	Roulements yaw et pales	6 kg / an / machine	-	S24/25 : Eviter le contact avec la peau et les yeux S51 : Utiliser seulement dans des zones bien ventilées	Cartouche Non explosif
Graisse neutre silicone	Graisse	Graissage connexions HTA	10 ml / an / machine	-	-	Tube 20 ml

Nom du produit (Fabricant)	Type de produit	Emploi	Quantités maximales utilisées	Classification	Phrases de risque (R) Phrases de prudence (S)	Commentaires
Graisse LGEP 2 (SKF)	Graisse	Roulement principal rotor	6 kg / an / machine		R38 : Irritant pour la peau R41 : Risque de lésions oculaires graves R51/53 : Toxique pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l'environnement aquatique S24/25 : Éviter le contact avec la peau et les yeux S37 : Porter des gants appropriés	Cartouche Non inflammable mais combustible Point éclair >150°C
OKS 495 (OKS)	Graisse	Engrenage extérieur yaw	0,5 kg / an / machine	-	R53: Peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l'environnement	Non explosif
Aquabase (Ambratec)	Dégraissant	Nettoyage sols de l'aérogénérateur	5 L / an / machine	 	R38 : Irritant pour la peau R41 : Risque de lésions oculaires graves R43 : Peut entraîner une sensibilisation par contact avec la peau R52/53 : Nocif pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l'environnement aquatique S2 : Conserver hors de portée des enfants S24 : Éviter le contact avec la peau S26 : En cas de contact avec les yeux, laver immédiatement et abondamment avec de l'eau et consulter un spécialiste S37 : Porter des gants appropriés S46 : En cas d'ingestion, consulter immédiatement un médecin et lui montrer l'étiquette ou l'emballage S64 : En cas d'ingestion, rincer la bouche avec de	Non explosif En alternance avec Proroc, selon commandes

Nom du produit (Fabricant)	Type de produit	Emploi	Quantités maximales utilisées	Classification	Phrases de risque (R) Phrases de prudence (S)	Commentaires
Aquabase (Ambratec)	Dégraissant	Nettoyage sols de l'aérogénérateur	5 L / an / machine		l'eau (seulement si la personne est consciente)	
Dinitrol 4010 (Dinol)	Protection anticorrosion	Correction peintures pour protection puis peinture Principalement en extérieur (escaliers), très peu en intérieur	Selon utilisation	 	R10 : Inflammable R52/53 : Nocif pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l'environnement aquatique R66 : L'exposition répétée peut provoquer dessèchements ou gerçures de la peau R67 : L'inhalation de vapeurs peut provoquer somnolence et vertiges S2 : Conserver hors de portée des enfants S23 : Ne pas respirer les aérosols S29/56 : Ne pas jeter les résidus à l'égout, éliminer ce produit et son récipient dans un centre de collecte des déchets dangereux ou spéciaux S36 : Porter un vêtement de protection approprié S43 : En cas d'incendie, utiliser du sable, du dioxyde de carbone ou un agent d'extinction à poudres inertes. Ne jamais utiliser d'eau S46 : En cas d'ingestion, consulter immédiatement un médecin et lui montrer l'étiquette ou l'emballage	Récipient sous pression
WD40 Aérosol (WD40)	Protection anticorrosion	Tout l'aérogénérateur	Très peu		R66 : L'exposition répétée peut provoquer dessèchements ou gerçures de la peau S23 : Ne pas respirer les vapeurs/aérosols S24 : Éviter le contact avec la peau S35 : Ne pas se débarrasser de ce produit et de son récipient qu'en prenant toutes les précautions d'usage	Récipient sous pression

Nom du produit (Fabricant)	Type de produit	Emploi	Quantités maximales utilisées	Classification	Phrases de risque (R) Phrases de prudence (S)	Commentaires
WD40 Aérosol (WD40)	Protection anticorrosion	Tout l'aérogénérateur	Très peu		S46 : En cas d'ingestion, consulter immédiatement un médecin et lui montrer l'étiquette ou l'emballage S51 : Utiliser seulement dans des zones bien ventilées	
Esso HD Hand Cleaner (ESSO)	Solution aqueuse	Nettoyage mains	-	-	-	-
Nettoyant freins aerosol (Orapi)	Dégraissant	Dégraissage des disques de frein	6 bombes / an / machine		R11 : Facilement inflammable R36/38 : Irritant pour les yeux et la peau R50/53 : Très toxique pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l'environnement R67 : L'inhalation de vapeurs peut provoquer somnolence et vertiges S16 : Conserver à l'écart de toute flamme ou source d'étincelles – Ne pas fumer S23 : Ne pas respirer les aérosols S26 : En cas de contact avec les yeux, laver immédiatement et abondamment avec de l'eau et consulter un spécialiste S37 : Porter des gants appropriés S61 : Eviter le rejet dans l'environnement. Consulter les instructions spéciales/la fiche de données de sécurité	Récipient sous pression Point éclair <21°C

Nom du produit (Fabricant)	Type de produit	Emploi	Quantités maximales utilisées	Classification	Phrases de risque (R) Phrases de prudence (S)	Commentaires
Proroc (LaboReal)	Dégraissant	Nettoyage sols de l'éolienne	5 L / an / machine		R36/38 : Irritant pour les yeux et la peau S2 : Conserver hors de portée des enfants S24/25 : Éviter le contact avec la peau et les yeux S26 : En cas de contact avec les yeux, laver immédiatement et abondamment avec de l'eau et consulter un spécialiste S27 : En cas de contact avec la peau, laver immédiatement et abondamment avec de l'eau S37/39 : Porter des gants et lunettes de protection	Non explosif En alternance avec Aquabase, selon commandes
RAL Spray acrylique (Motip Dupli)	Peinture	Toute retouche de peinture	Selon utilisation	   	R12 : Extrêmement inflammable R36 : Irritant pour les yeux R66 : L'exposition répétée peut provoquer dessèchements ou gerçures de la peau R67 : L'inhalation de vapeurs peut provoquer somnolence et vertiges S2 : Conserver hors de portée des enfants S16 : Conserver à l'écart de toute flamme ou source d'étincelles – Ne pas fumer S23 : Ne pas respirer les aérosols S24/25 : Éviter le contact avec la peau et les yeux S29/56 : Ne pas jeter les résidus à l'égout, éliminer ce produit et son récipient dans un centre de collecte des déchets dangereux ou spéciaux S46 : En cas d'ingestion, consulter immédiatement un médecin et lui montrer l'étiquette ou l'emballage S51 : Utiliser seulement dans des zones bien ventilées	Récipient sous pression






Nom du produit (Fabricant)	Type de produit	Emploi	Quantités maximales utilisées	Classification	Phrases de risque (R) Phrases de prudence (S)	Commentaires
Galvanisant brillant (Motip Dupli)	Peinture	Retouches de peinture sur les surfaces galvanisées (échelles, trappes ...)	Selon utilisation	 	R12 : Extrêmement inflammable R36/37 : Irritant pour les yeux et les voies respiratoires R66 : L'exposition répétée peut provoquer dessèchements ou gerçures de la peau R67 : L'inhalation de vapeurs peut provoquer somnolence et vertiges S2 : Conserver hors de portée des enfants S23 : Ne pas respirer l'aérosol S26 : En cas de contact avec les yeux, laver immédiatement et abondamment avec de l'eau et consulter un spécialiste S46 : En cas d'ingestion, consulter immédiatement un médecin et lui montrer l'étiquette ou l'emballage S51 : Utiliser seulement dans des zones bien ventilées	Réceptif sous pression
Ecrimetal (Intrama)	Peinture	Ecriture sur les écrous (torquage)	Très peu		R10 : Inflammable R66 : L'exposition répétée peut provoquer dessèchements ou gerçures de la peau R67 : L'inhalation de vapeurs peut provoquer somnolence et vertiges	Point éclair 27,5°C

Tableau 19 : Produits entrants pour l'aérogénérateur Senvion (source : ENGIE GREEN et Senvion – 2012)




Symbole de danger	Signification
	Ces produits ont un ou plusieurs des effets suivants : ils empoisonnent à forte dose, ils sont irritants pour les yeux, la peau ou les voies respiratoires, ils peuvent provoquer des allergies cutanées (eczémas et ils peuvent provoquer une somnolence ou des vertiges).
	Ces produits peuvent s'enflammer, suivant le cas : au contact d'une flamme, d'une étincelle, d'électricité statique, sous l'effet de la chaleur, de frottements, au contact de l'air, au contact de l'eau s'ils dégagent des gaz inflammables.
	Ces produits provoquent des effets néfastes sur les organismes du milieu aquatique (poissons, crustacés, algues, autres plantes aquatiques ...).

Tableau 20 : Signification des symboles de danger (source : [www.inrs.fr](http://www.inrs.fr) – 2012)

Dans le tableau ci-dessous, nous présentons les volumes pour chaque type de produit et chaque modèle d'aérogénérateur autre que la Senvion. Les produits étant proches, les classifications, phrases de risques et phrases de prudence associées sont les mêmes que les produits du Tableau 21.

Modèle de l'aérogénérateur	Type de produit	Volume	Nom des produits
Siemens SWT 3.2-113	Graisse	31 L	Optipit (Castrol), Klüberplex ou Shell
	Huile d'Engrenage	60,8 L	Optigear Synthetic X VG320
	Huile Hydraulique	190 L	Standard: Castrol Hypsin AWH-M32
	Azote	136 L	Non communiqué
	Eau/Glycérol	530 L	Standard: 33% BASF Glysantin G30
	Ester	1160 Kg	Midel 7131
	SF6 (gaz)	4,4 Kg	Hexafluorure de soufre
GE 2.75-120	Graisse	55 Kg	Non communiqué
	Huile d'Engrenage	575 L	Non communiqué
	Huile Hydraulique	45 L	Non communiqué
Vestas V117-3.3	Graisse	34 kg	Klüber Klüberplex et SKF
	Huile Hydraulique	250 L	Texaco Rando WM 32
	Huile de Lubrification	400 L	Mobil Gear SHC XMP 320
	Liquide Refroidissement	400 L	Texaco Havoline XLC +B -40
	SF6 (gaz)	1,5/2,2 Kg	Hexafluorure de soufre

Tableau 21 : Produits entrants et volumes pour les autres modèles aérogénérateurs

**Les volumes de produits entrants pour les 4 autres modèles d'aérogénérateurs sont globalement du même ordre que pour la Senvion 3.2M114.**

## 5.1.2 LES PRODUITS SORTANTS

Les produits sortants sont constitués des déchets issus des maintenances et des dépannages :

Code	Désignation	Contenu	Quantités émises	Stockage avant enlèvement	BSD	Opération de traitement
13 02 06	Huiles usagées	Huiles issues des vidanges lors des opérations de maintenance et de dépannage	570L / an / aérogénérateur	Cuve fermée sur rétention	Oui	Régénération
15 01 01	Cartons	Contenants des produits utilisés lors des maintenances	-	Container fermé	Non	Recyclage
15 01 02	Emballages plastiques	Contenants des produits utilisés lors des maintenances	-	Container fermé	Non	Recyclage
15 02 02	Matériaux souillés	Chiffons, contenants souillés par de la graisse, de l'huile, de la peinture ...	250 kg / maintenance	Bacs fermés sur rétention	Oui	Valorisation énergétique
16 01 07	Filtres à huile ou carburant	Filtres remplacés lors des opérations de maintenance et de dépannage	60 kg / maintenance	Fûts fermés sur rétention	Oui	Recyclage
16 05 04	Aérosols	Aérosols usagés de peinture, graisse, solvants ... utilisés lors des maintenances et dépannages	10 kg / maintenance	Fûts fermés sur rétention	Oui	Traitement
16 06 01	Batteries au plomb et acide	Batteries des équipements électriques et électroniques remplacées lors des maintenances et dépannages	-	Bacs sur rétention	Oui	Recyclage
17 04 11	Câbles alu	Câbles électriques remplacés lors des maintenances	-	Bacs	Non	Recyclage
20 01 35	DEEE	Disjoncteurs, relais, condensateurs, sondes, prises de courant ...	60 kg / maintenance	Bacs	Oui	Recyclage
20 01 40	Ferraille	Visserie, ferrailles diverses ...	-	Bacs	Non	Recyclage
20 03 01	DIB	Équipements de Protection Individuelle usagés, déchets divers (alimentaires, poussières ...)	-	Container fermé	Non	Valorisation énergétique

Tableau 22 : Produits sortants de l'installation (source : ENGIE GREEN – 2011)

*BSD = Bordereau de Suivi des Déchets - DEEE = Déchets d'Équipement Électrique et Électronique - DIB = Déchets Industriels Banaux*

## 5.2 POTENTIELS DE DANGERS LIÉS AU FONCTIONNEMENT DE L'INSTALLATION

Les dangers liés au fonctionnement du parc éolien d'Eolis. Les quatre chemins sont de cinq types :

- Chute d'éléments de l'aérogénérateur (boulons, morceaux d'équipements, etc.) ;
- Projection d'éléments (morceau de pale, brides de fixation, etc.) ;
- Effondrement de tout ou partie de l'aérogénérateur ;
- Echauffement de pièces mécaniques ;
- Courts-circuits électriques (aérogénérateur ou poste de livraison).

Ces dangers potentiels sont recensés dans le tableau suivant :

Installation du système	Fonction	Phénomène redouté	Danger potentiel
Pale	Prise au vent	Bris de pale ou chute de pale	Energie cinétique d'éléments de pales
Système de transmission	Transmission d'énergie mécanique	Survitesse	Echauffement des pièces mécaniques et flux thermique
Nacelle	Protection des équipements destinés à la production électrique	Chute de la nacelle ou d'éléments	Energie cinétique de la nacelle ou des éléments
Nacelle	Protection des équipements destinés à la production électrique	Court-circuit interne	Arc électrique
Nacelle	Protection des équipements destinés à la production électrique	Fuite d'huile	Toxicité / Nocivité
Aérogénérateur	Production d'énergie électrique à partir d'énergie éolienne	Effondrement	Energie cinétique de chute
Intérieur de l'aérogénérateur	Réseau électrique	Court-circuit interne des équipements électriques	Arc électrique
Poste de transformation	Réseau électrique	Court-circuit interne	Arc électrique
Poste de transformation	Réseau électrique	Fuite d'huile	Toxicité / Nocivité
Câbles électriques enterrés	Réseau électrique	Coupure / Cisaillement	Arc électrique
Poste de livraison	Réseau électrique	Court-circuit interne	Arc électrique

Tableau 23 : Potentiels de dangers liés au fonctionnement de l'installation (source : ENGIE GREEN – 2012)

Danger : cette notion définit une propriété intrinsèque à une substance, à un système technique, à une disposition, à un organisme ... de nature à entraîner un dommage sur un « élément vulnérable » (source : circulaire du 10/05/2010).

## 5.3 REDUCTION DES POTENTIELS DE DANGERS A LA SOURCE

---

### 5.3.1 PRINCIPALES ACTIONS PREVENTIVES

---

Cette partie explique les choix qui ont été effectués par le porteur de projet au cours de la conception du projet pour réduire les potentiels de danger identifiés et garantir une sécurité optimale de l'installation.

L'implantation des aérogénérateurs du présent projet a été effectuée de façon à les éloigner le plus possible des enjeux, à savoir :

- Limiter le nombre d'axes routiers dans l'aire d'étude ;
- Assurer un éloignement des habitations supérieur aux 500 m réglementaires ;
- Assurer un éloignement suffisant aux lignes électriques, selon les recommandations de RTE notamment (1,4 x hauteur totale pales comprises, soit 210 m pour le présent projet), l'aérogénérateur le plus proche se situant à 226 m de la ligne électrique.

### 5.3.2 UTILISATION DES MEILLEURES TECHNIQUES DISPONIBLES

---

L'Union Européenne a adopté un ensemble de règles communes au sein de la directive 96/61/CE du 24 septembre 1996 relative à la prévention et à la réduction intégrées de la pollution, dite directive IPPC (« Integrated Pollution Prevention and Control »), afin d'autoriser et de contrôler les installations industrielles.

Pour l'essentiel, la directive IPPC vise à minimiser la pollution émanant de différentes sources industrielles dans l'Union Européenne. Les exploitants des installations industrielles relevant de l'annexe I de la directive IPPC doivent obtenir des autorités des Etats-membres une autorisation environnementale avant leur mise en service.

**Les installations éoliennes, ne consommant pas de matières premières et ne rejetant aucune émission dans l'atmosphère, ne sont pas soumises à cette directive.**

## 6 ANALYSE DES RETOURS D'EXPERIENCE

---

Il n'existe actuellement aucune base de données officielle recensant l'accidentologie dans la filière éolienne. Néanmoins, il a été possible d'analyser les informations collectées en France et dans le monde par plusieurs organismes divers (associations, organisations professionnelles, littératures spécialisées ...). Ces bases de données sont cependant très différentes tant en termes de structuration des données qu'en termes de détail de l'information.

L'analyse des retours d'expérience vise donc ici à faire émerger des typologies d'accident rencontrés tant au niveau national qu'international. Ces typologies apportent un éclairage sur les scénarios les plus rencontrés. D'autres informations sont également utilisées dans la partie 8 pour l'analyse détaillée des risques.

### 6.1 INVENTAIRE DES ACCIDENTS ET INCIDENTS EN FRANCE

---

Un inventaire des incidents et accidents en France a été réalisé afin d'identifier les principaux phénomènes dangereux potentiels pouvant affecter le parc éolien d'Eolis. Les quatre chemins. Cet inventaire se base sur le retour d'expérience de la filière éolienne tel que présenté dans le guide technique de conduite de l'étude de dangers (Mai 2012).

Plusieurs sources ont été utilisées pour effectuer ce recensement. Il s'agit à la fois de sources officielles, d'articles de presse locale ou de base de données mises en place par des associations :

- Rapport du Conseil Général des Mines (juillet 2004) ;
- Base de données ARIA du Ministère du Développement Durable (<http://www.aria.developpementdurable.gouv.fr/>) ;
- Communiqués de presse du SER-FEE et/ou des exploitants éoliens ;
- Site Internet de l'association « Vent de Colère » ;
- Site Internet de l'association « Fédération Environnement Durable » ;
- Articles de presse divers ;
- Données diverses fournies par les exploitants de parcs éoliens en France.

Dans le cadre de ce recensement, il n'a pas été réalisé d'enquête exhaustive directe auprès des exploitants de parcs éoliens français. Cette démarche pourrait augmenter le nombre d'incidents recensés notamment pour les incidents les moins graves.

Dans l'état actuel, la base de données du groupe de travail apparaît comme représentative des incidents majeurs ayant affecté le parc éolien français depuis l'année 2000. L'ensemble de ces sources permet d'arriver à un inventaire aussi complet que possible des incidents survenus en France. Un total de 32 incidents a pu être recensé entre 2000 et 2010 par le groupe de travail (voir tableau détaillé en annexe 2). Ce tableau a été validé par les membres du groupe de travail.

Il apparaît dans ce recensement que les aérogénérateurs accidentés sont principalement des modèles anciens ne bénéficiant généralement pas des dernières avancées technologiques.

Le graphique suivant montre la répartition des événements accidentels et de leurs causes premières sur le parc d'aérogénérateur français entre 2000 et 2010. Cette synthèse exclut les accidents du travail et les événements qui n'ont pas conduits à des effets sur les zones autour des aérogénérateurs. L'identification des causes est nécessairement réductrice. Dans ce graphique sont présentés :



- La répartition des événements effondrement, rupture de pale, chute de pale, chute d'éléments et incendie, par rapport à la totalité des accidents observés en France. Elles sont représentées par des histogrammes de couleur foncée ;
- La répartition des causes premières pour chacun des événements décrits ci-dessus. Celle-ci est donnée par rapport à la totalité des accidents observés en France. Elles sont représentées par des histogrammes de couleur claire.

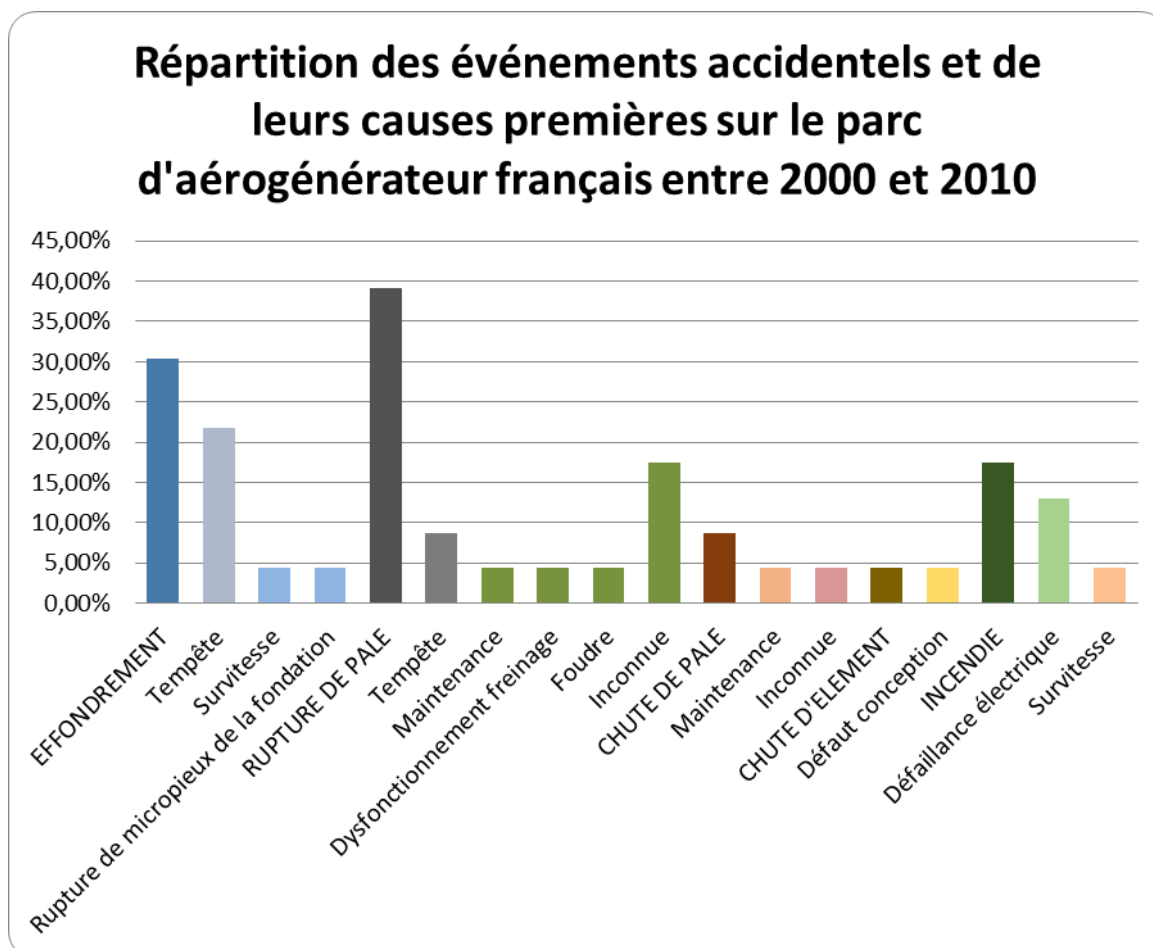


Figure 18 : Répartition des événements accidentels et de leurs causes premières sur le parc d'aérogénérateur français entre 2000 et 2010 (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012)

Par ordre d'importance, les accidents les plus recensés sont les ruptures de pale, les effondrements, les incendies, les chutes de pale et les chutes des autres éléments de l'aérogénérateur. La principale cause de ces accidents est les tempêtes.

## 6.2 INVENTAIRE DES ACCIDENTS ET INCIDENTS A L'INTERNATIONAL

Un inventaire des incidents et accidents à l'international a également été réalisé. Il se base lui aussi sur le retour d'expérience de la filière éolienne fin 2010. La synthèse ci-dessous provient de l'analyse de la base de données réalisée par l'association Caithness Wind Information Forum (CWIF). Sur les 994 accidents décrits dans la base de données au moment de sa consultation par le groupe de travail, seuls 236 sont considérés comme des « accidents majeurs » - les autres concernant plutôt des accidents du travail, des presque-accidents, des incidents ... et ne sont donc pas pris en compte dans l'analyse suivante.

Le graphique suivant montre la répartition des événements accidentels par rapport à la totalité des accidents analysés.

### Répartition des événements accidentels dans le monde entre 2000 et 2011

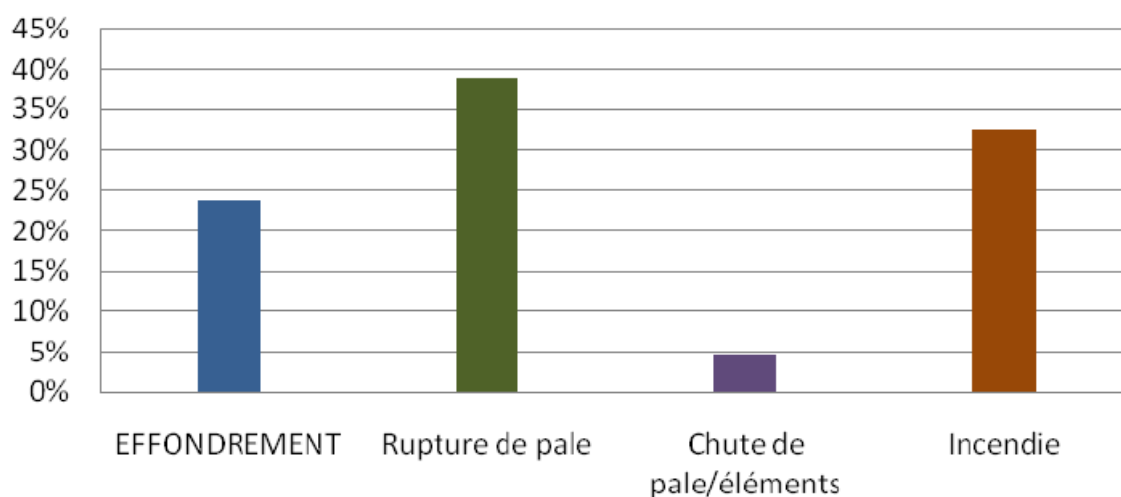


Figure 19 : Répartition des événements accidentels dans le monde entre 2000 et 2010 (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012)

Ci-après, est présenté le recensement des causes premières pour chacun des événements accidentels recensés (données en répartition par rapport à la totalité des accidents analysés).

### Répartition des causes premières d'effondrement

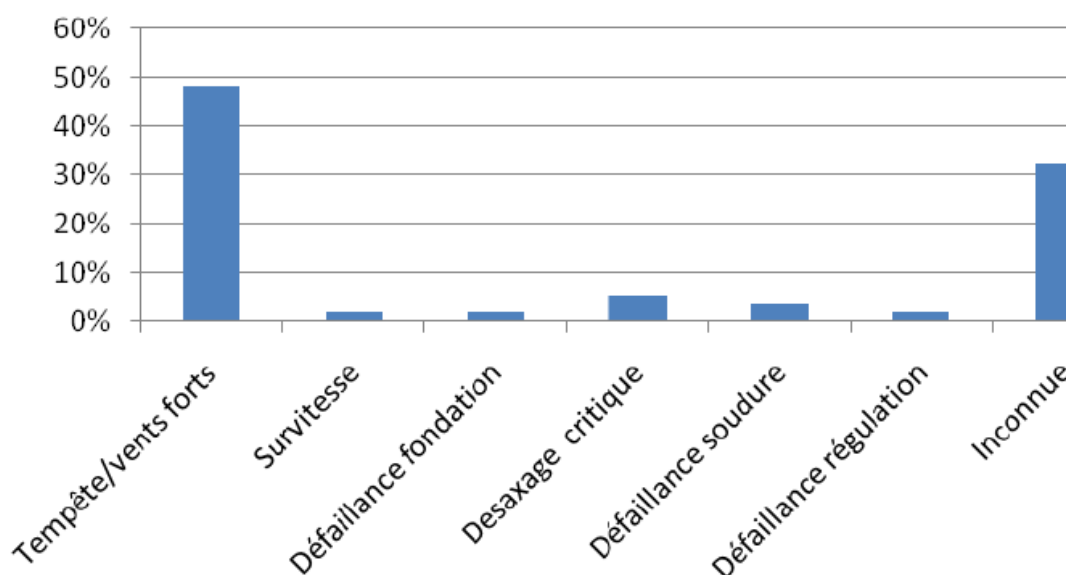


Figure 20 : Répartition des causes premières d'effondrement entre 2000 et 2010 (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012)

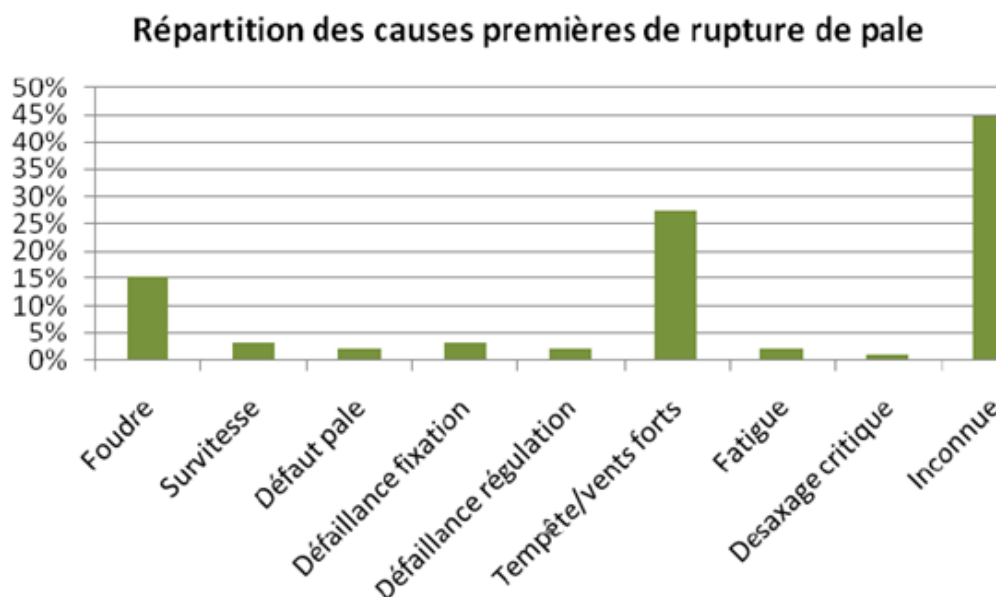


Figure 21 : Répartition des causes premières de ruptures de pale entre 2000 et 2010 (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012)

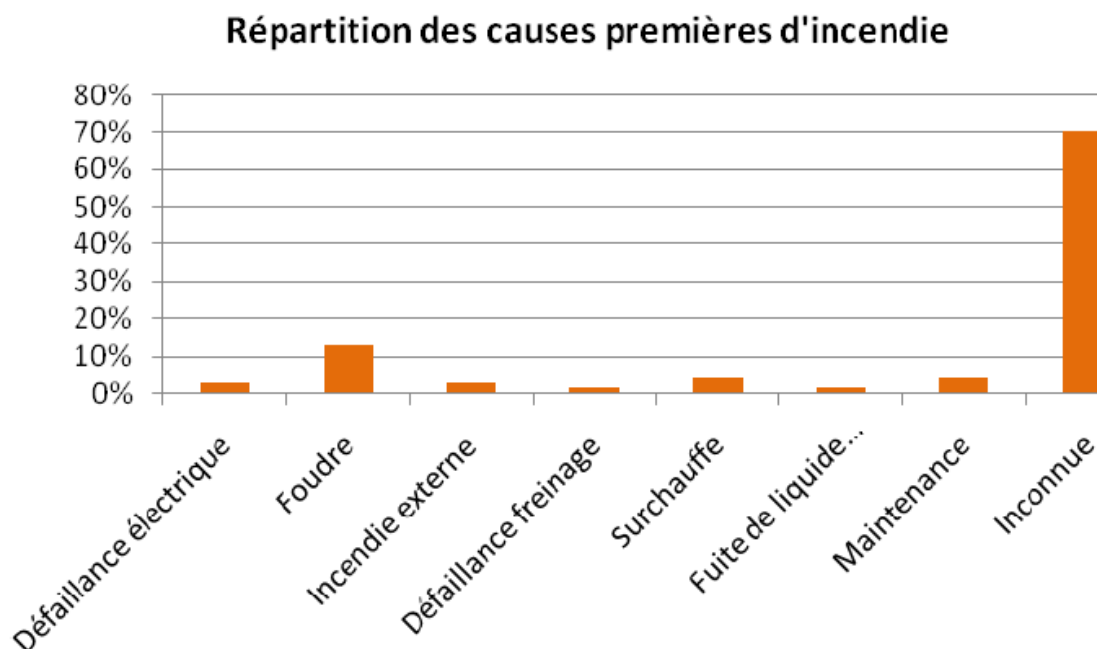


Figure 22 : Répartition des causes premières d'incendies entre 2000 et 2010 (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012)

Tout comme pour le retour d'expérience français, ce retour d'expérience montre l'importance des causes « tempêtes et vents forts » dans les accidents. Il souligne également le rôle de la foudre dans les accidents.

## 6.3 INVENTAIRE DES ACCIDENTS MAJEURS SURVENUS SUR LES SITES DE L'EXPLOITANT

**A la date de rédaction de la présente étude, aucun accident majeur n'est survenu sur les sites exploités par MAIA EOLIS, nouvellement ENGIE GREEN.**

## 6.4 SYNTHÈSE DES PHÉNOMÈNES DANGEREUX REDOUTES ISSUS DU RETOUR D'EXPÉRIENCE

### 6.4.1 ANALYSE DE L'ÉVOLUTION DES ACCIDENTS EN FRANCE

A partir de l'ensemble des phénomènes dangereux qui ont été recensés, il est possible d'étudier leur évolution en fonction du nombre d'aérogénérateurs installés.

La figure ci-dessous montre cette évolution et il apparaît clairement que le nombre d'incidents n'augmente pas proportionnellement au nombre d'aérogénérateurs installés. Depuis 2005, l'énergie éolienne s'est en effet fortement développée en France, mais le nombre d'incidents par an reste relativement constant.

Cette tendance s'explique principalement par un parc éolien français assez récent, qui utilise majoritairement des éoliennes de nouvelle génération, équipées de technologies plus fiables et plus sûres.

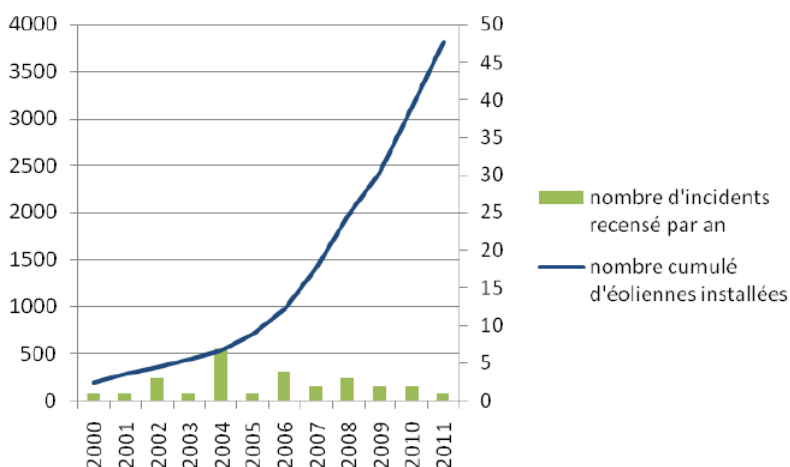


Figure 23 : Evolution du nombre d'incidents annuels en France et du nombre d'aérogénérateurs installés (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012)

### 6.4.2 ANALYSE DES TYPOLOGIES D'ACCIDENTS LES PLUS FREQUENTS

Le retour d'expérience de la filière éolienne française et internationale permet d'identifier les principaux événements redoutés suivants :

- Effondrements ;
- Ruptures de pales ;
- Chutes de pales et d'éléments de l'aérogénérateur ;
- Incendie.

---

### 6.4.3 LIMITES D'UTILISATION DE L'ACCIDENTOLOGIE

---

Ces retours d'expérience doivent être pris avec précaution. Ils comportent notamment les biais suivants :

- **La non exhaustivité des évènements** : ce retour d'expérience, constitué à partir de sources variées, ne provient pas d'un système de recensement organisé et systématique. Dès lors certains évènements ne sont pas reportés. En particulier, les évènements les moins spectaculaires peuvent être négligés : chutes d'éléments, projections et chutes de glace ;
- **La non-homogénéité des aérogénérateurs inclus dans ce retour d'expérience** : les aérogénérateurs observés n'ont pas été construits aux mêmes époques et ne mettent pas en œuvre les mêmes technologies. Les informations sont très souvent manquantes pour distinguer les différents types d'aérogénérateurs (en particulier concernant le retour d'expérience mondial) ;
- **Les importantes incertitudes** sur les causes et sur la séquence qui a mené à un accident : de nombreuses informations sont manquantes ou incertaines sur la séquence exacte des accidents.

L'analyse du retour d'expérience permet ainsi de dégager de grandes tendances, mais à une échelle détaillée elle comporte de nombreuses incertitudes.

## 7 ANALYSE PRELIMINAIRE DES RISQUES

---

Les outils d'analyse des risques sont nombreux (ex : AMDEC, APR, HAZOP, etc.). La présente étude de dangers propose l'utilisation de la méthode APR qui est souple d'utilisation, adaptée et plus facile à mettre en œuvre et à instruire dans le contexte des aérogénérateurs.

### 7.1 OBJECTIF DE L'ANALYSE PRELIMINAIRE DES RISQUES

---

L'analyse des risques a pour objectif principal d'identifier les scénarios d'accident majeurs et les mesures de sécurité qui empêchent ces scénarios de se produire ou en limitent les effets. Cet objectif est atteint au moyen d'une identification de tous les scénarios d'accident potentiels pour une installation (ainsi que des mesures de sécurité) basée sur un questionnement systématique des causes et conséquences possibles des événements accidentels, ainsi que sur le retour d'expérience disponible.

Les scénarios d'accident sont ensuite hiérarchisés en fonction de leur intensité et de l'étendue possible de leurs conséquences. Cette hiérarchisation permet de « filtrer » les scénarios d'accident qui présentent des conséquences limitées et les scénarios d'accident majeurs – ces derniers pouvant avoir des conséquences sur les personnes tierces.

### 7.2 RECENSEMENT DES EVENEMENTS EXCLUS DE L'ANALYSE DES RISQUES

---

Conformément à la circulaire du 10 mai 2010, les événements initiateurs (ou agressions externes) suivants sont exclus de l'analyse des risques :

- Chute de météorite ;
- Séisme d'amplitude supérieure aux séismes maximums de référence éventuellement corrigés de facteurs, tels que définis par la réglementation applicable aux installations classées considérées ;
- Crues d'amplitude supérieure à la crue de référence, selon les règles en vigueur ;
- Événements climatiques d'intensité supérieure aux événements historiquement connus ou prévisibles pouvant affecter l'installation, selon les règles en vigueur ;
- Chute d'avion hors des zones de proximité d'aéroport ou aérodrome (rayon de 2 km des aéroports et aérodromes) ;
- Rupture de barrage de classe A ou B au sens de l'article R. 214-112 du Code de l'environnement ou d'une digue de classe A, B ou C au sens de l'article R. 214-113 du même code ;
- Actes de malveillance.

D'autre part, plusieurs autres agressions externes qui ont été détaillées dans l'état initial peuvent être exclues de l'analyse préliminaire des risques car les conséquences propres de ces événements, en termes de gravité et d'intensité, sont largement supérieures aux conséquences potentielles de l'accident qu'ils pourraient entraîner sur les aérogénérateurs. Le risque de sur-accident lié à l'aérogénérateur est considéré comme négligeable dans le cas des événements suivants :

- Inondations ;
- Séismes d'amplitude suffisante pour avoir des conséquences notables sur les infrastructures ;
- Incendies de cultures ou de forêts ;
- Pertes de confinement de canalisations de transport de matières dangereuses ;

- Explosions ou incendies générés par un accident sur une activité voisine de l'aérogénérateur.

### 7.3 RECENSEMENT DES AGRESSIONS EXTERNES POTENTIELLES

La première étape de l'analyse des risques consiste à recenser les « agressions externes potentielles ». Ces agressions provenant d'une activité ou de l'environnement extérieur sont des événements susceptibles d'endommager ou de détruire les aérogénérateurs de manière à initier un accident qui peut à son tour impacter des personnes. Par exemple, un séisme peut endommager les fondations d'une éolienne et conduire à son effondrement.

Traditionnellement, deux types d'agressions externes sont identifiés :

- Les agressions externes liées aux activités humaines ;
- Les agressions externes liées à des phénomènes naturels.

#### 7.3.1 AGRESSIONS EXTERNES LIÉES AUX ACTIVITÉS HUMAINES

Le tableau ci-dessous synthétise les principales agressions externes liées aux activités humaines. Seules les agressions externes liées aux activités humaines présentes dans un **rayon de 200 m** (distance à partir de laquelle l'activité considérée ne constitue plus un agresseur potentiel) sont recensées ici, à l'exception de la présence des aérodromes qui est reportée lorsque ceux-ci sont implantés dans un rayon de 2 km et des autres aérogénérateurs qui sont reportés dans un rayon de 500 m.

Infrastructure	Fonction	Événement redouté	Danger potentiel	Distance par rapport au mât de l'aérogénérateur le plus proche
Chasse	Loisir	Balle perdue sur les parois de la machine	Energie cinétique de la balle	0 m
Agriculture	Exploitation agricole	Engin agricole percutant le poste de livraison ou l'aérogénérateur	Energie cinétique des véhicules	10 m
Agriculture	Exploitation agricole	Coupure de câble	Matériel agricole	10 m
Voies de transport	Transport	Accident entraînant la sortie de voie d'un ou plusieurs véhicules	Energie cinétique des véhicules et flux thermiques	30 m

Tableau 24 : Agressions externes liées aux activités humaines (source : ENGIE GREEN – 2015)

### 7.3.2 AGRESSIONS EXTERNES LIÉES AUX PHÉNOMÈNES NATURELS

Le tableau ci-dessous synthétise les principales agressions externes liées aux phénomènes naturels :

Agression externe	Intensité
Vents et tempête	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Intensité maximale des vents : 40 m/s</li> <li>• Zone non affectée par des cyclones tropicaux</li> </ul>
Foudre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Respect de la norme IEC 61 400-24 (Juin 2010)</li> </ul>

Agression externe	Intensité
Glissement de sols / affaissements miniers	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Non applicable</li> </ul>

Tableau 25 : Agressions externes liées aux phénomènes naturels (source : ENGIE GREEN – 2012)

Les agressions externes liées à des inondations, à des incendies de forêt ou de cultures ou à des séismes ne sont pas considérées dans ce tableau dans le sens où les dangers qu'elles pourraient entraîner sont inférieurs aux dommages causés par le phénomène naturel lui-même.

Le cas spécifique des effets directs de la foudre et du risque de « tension de pas » n'est pas traité dans l'analyse des risques et dans l'étude détaillée des risques dès lors que la norme IEC 61 400-24 (Juin 2010) ou la norme EN 62 305-3 (Décembre 2006) est respectée. Ces conditions sont reprises dans la fonction de sécurité n°6 ci-après.

En ce qui concerne la foudre, on considère que le respect des normes rend le risque d'effet direct de la foudre négligeable (risque électrique, risque d'incendie ...). En effet, le système de mise à la terre permet d'évacuer l'intégralité du courant de foudre. Cependant, les conséquences indirectes de la foudre, comme la possible fragilisation progressive de la pale, sont prises en compte dans les scénarios de rupture de pale.

### 7.4 SCENARIOS ETUDIÉS DANS L'ANALYSE PRELIMINAIRE DES RISQUES

Après avoir recensé, dans un premier temps, les potentiels de danger des installations, qu'ils soient constitués par des substances dangereuses ou des équipements dangereux (voir paragraphes 5.1 et 5.2), l'APR doit identifier l'ensemble des séquences accidentelles et phénomènes dangereux associés pouvant déclencher la libération du danger.

Le tableau ci-dessous présente une analyse générique des risques. Celui-ci est construit de la manière suivante :

- Une description des causes et de leur séquençage (*événements initiateurs et événements intermédiaires*) ;
- Une description des *événements redoutés centraux* qui marquent la partie incontrôlée de la séquence d'accident ;
- Une description des *fonctions de sécurité* permettant de prévenir l'événement redouté central ou de limiter les effets du phénomène dangereux ;
- Une description des *phénomènes dangereux* dont les effets sur les personnes sont à l'origine d'un accident ;
- Une évaluation qualitative de l'*intensité* de ces événements.



L'échelle utilisée pour l'évaluation de l'intensité des événements a été adaptée au cas des aérogénérateurs :

- « 1 » correspond à un phénomène limité ou se cantonnant au surplomb de l'aérogénérateur ;
- « 2 » correspond à une intensité plus importante et impactant potentiellement des personnes autour de l'aérogénérateur.

Les différents scénarios listés dans le tableau générique de l'APR sont regroupés et numérotés par thématique, en fonction des typologies d'événement redoutés centraux identifiés grâce au retour d'expérience par le groupe de travail (« G » pour les scénarios concernant la glace, « I » pour ceux concernant l'incendie, « F » pour ceux concernant les fuites, « C » pour ceux concernant la chute d'éléments de l'aérogénérateur, « P » pour ceux concernant les risques de projection, « E » pour ceux concernant les risques d'effondrement).

N°	Événement initiateur	Événement intermédiaire	Événement redouté central	Fonction de sécurité	Phénomène dangereux	Intensité
G01	Conditions climatiques favorables à la formation de glace	Dépôt de glace sur les pales, le mât et la nacelle	Chute de glace lorsque les aérogénérateurs sont arrêtés	Prévenir l'atteinte des personnes par la chute de glace (N°2)	Impact de glace sur les enjeux	1
G02	Conditions climatiques favorables à la formation de glace	Dépôt de glace sur les pales	Projection de glace lorsque les aérogénérateurs sont en mouvement	Prévenir la mise en mouvement de l'aérogénérateur lors de la formation de la glace (N°1)	Impact de glace sur les enjeux	2
I01	Humidité Gel	Court-circuit	Incendie de tout ou partie de l'aérogénérateur	Prévenir les courts-circuits (N°5)	Chute/projection d'éléments enflammés Propagation de l'incendie	2
I02	Dysfonctionnement électrique	Court-circuit	Incendie de tout ou partie de l'aérogénérateur	Prévenir les courts-circuits (N°5)	Chute/projection d'éléments enflammés Propagation de l'incendie	2
I03	Survitesse	Echauffement des parties mécaniques et inflammation	Incendie de tout ou partie de l'aérogénérateur	Prévenir l'échauffement significatif des pièces mécaniques (N°3) Prévenir la survitesse (N°4)	Chute/projection d'éléments enflammés Propagation de l'incendie	2
I04	Désaxage de la génératrice Pièce défectueuse Défaut de lubrification	Echauffement des parties mécaniques et inflammation	Incendie de tout ou partie de l'aérogénérateur	Prévenir l'échauffement significatif des pièces mécaniques (N°3)	Chute/projection d'éléments enflammés Propagation de l'incendie	2
I05	Conditions climatiques défavorables	Surpression	Court-circuit	Prévenir les courts-circuits (N°5) Protection et intervention incendie (N°7)	Incendie poste de livraison (flux thermiques + fumées toxiques SF6) Propagation de l'incendie	2

N°	Événement initiateur	Événement intermédiaire	Événement redouté central	Fonction de sécurité	Phénomène dangereux	Intensité
I06	Rongeur	Surtension	Court-circuit	Prévenir les courts-circuits (N°5) Protection et intervention incendie (N°7)	Incendie poste de livraison (flux thermiques + fumées toxiques SF6) Propagation de l'incendie	2
I07	Défaut d'étanchéité	Perte de confinement	Fuites d'huile isolante	Prévention et rétention des fuites (N°8)	Incendie au poste de transformation Propagation de l'incendie	2
F01	Fuite système de lubrification Fuite convertisseur Fuite transformateur	Écoulement d'huile hors de la nacelle et le long du mât, puis sur le sol avec infiltration	Infiltration d'huile dans le sol	Prévention et rétention des fuites (N°8)	Pollution environnement	1
F02	Renversement de fluides lors des opérations de maintenance	Écoulement	Infiltration d'huile dans le sol	Prévention et rétention des fuites (N°8)	Pollution environnement	1
C01	Défaut de fixation	Chute de trappe	Chute d'élément de l'aérogénérateur	Prévenir les erreurs de maintenance (N°10)	Impact sur cible	1
C02	Défaillance fixation anémomètre	Chute anémomètre	Chute d'élément de l'aérogénérateur	Prévenir les défauts de stabilité de l'aérogénérateur et les défauts d'assemblage (construction – exploitation) (N° 9)	Impact sur cible	1
C03	Défaut fixation nacelle – pivot central - mât	Chute nacelle	Chute d'élément de l'aérogénérateur	Prévenir les défauts de stabilité de l'aérogénérateur et les défauts d'assemblage (construction – exploitation) (N° 9)	Impact sur cible	1
P01	Survitesse	Contraintes trop importantes sur les pales	Projection de tout ou partie pale	Prévenir la sur vitesse (N°4)	Impact sur cible	2
P02	Fatigue Corrosion	Chute de fragment de pale	Projection de tout ou partie pale	Prévenir la dégradation de l'état des équipements (N°11)	Impact sur cible	2
P03	Serrage inapproprié Erreur de maintenance - desserrage	Chute de fragment de pale	Projection de tout ou partie pale	Prévenir les défauts de stabilité de l'aérogénérateur et les défauts d'assemblage (construction – exploitation) (N° 9)	Impact sur cible	2

N°	Événement initiateur	Événement intermédiaire	Événement redouté central	Fonction de sécurité	Phénomène dangereux	Intensité
E01	Effets dominos autres installations	Agression externe et fragilisation structure	Effondrement aérogénérateur	Prévenir les défauts de stabilité de l'aérogénérateur et les défauts d'assemblage (construction – exploitation) (N° 9)	Projection/chute fragments et chute mât	2
E02	Glissement de sol	Agression externe et fragilisation structure	Effondrement aérogénérateur	Prévenir les défauts de stabilité de l'aérogénérateur et les défauts d'assemblage (construction – exploitation) (N° 9)	Projection/chute fragments et chute mât	2
E03	Crash d'aéronef	Agression externe et fragilisation structure	Effondrement aérogénérateur	Prévenir les défauts de stabilité de l'aérogénérateur et les défauts d'assemblage (construction – exploitation) (N° 9)	Projection/chute fragments et chute mât	2
E04	Effondrement engin de levage travaux	Agression externe et fragilisation structure	Effondrement aérogénérateur	Actions de prévention mises en œuvre dans le cadre du plan de prévention	Chute fragments et chute mât	2
E05	Vents forts	Défaillance fondation	Effondrement aérogénérateur	Prévenir les défauts de stabilité de l'aérogénérateur et les défauts d'assemblage (construction – exploitation) (N° 9) Prévenir les risques de dégradation de l'aérogénérateur en cas de vent fort (N°11)	Projection/chute fragments et chute mât	2
E06	Fatigue	Défaillance mât	Effondrement aérogénérateur	Prévenir la dégradation de l'état des équipements (N°11)	Projection/chute fragments et chute mât	2

N°	Événement initiateur	Événement intermédiaire	Événement redouté central	Fonction de sécurité	Phénomène dangereux	Intensité
E07	Désaxage critique du rotor	Impact pale – mât	Effondrement aérogénérateur	Prévenir les défauts de stabilité de l'aérogénérateur et les défauts d'assemblage (construction – exploitation) (N°9) Prévenir les erreurs de maintenance (N°10)	Projection/chute fragments et chute mât	2

Tableau 26 : Analyse générique des risques (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012)

Ce tableau présentant le résultat d'une analyse des risques peut être considéré comme représentatif des scénarios d'accident pouvant potentiellement se produire sur les aérogénérateurs.

## 7.5 EFFETS DOMINOS

Lors d'un accident majeur sur un aérogénérateur, une possibilité est que les effets de cet accident endommagent d'autres installations. Ces dommages peuvent conduire à un autre accident. Par exemple, la projection de pale impactant les canalisations d'une usine à proximité peut conduire à des fuites de canalisations de substances dangereuses. Ce phénomène est appelé « effet domino ».

Les effets dominos susceptibles d'impacter les aérogénérateurs sont décrits dans le tableau d'analyse des risques générique présenté ci-dessus.

En ce qui concerne les accidents sur des aérogénérateurs qui conduiraient à des effets dominos sur d'autres installations, le paragraphe 1.2.2 de la circulaire du 10 mai 2010 précise : « [...] seuls les effets dominos générés par les fragments sur des installations et équipements proches ont vocation à être pris en compte dans les études de dangers [...]. Pour les effets de projection à une distance plus lointaine, l'état des connaissances scientifiques ne permet pas de disposer de prédictions suffisamment précises et crédibles de la description des phénomènes pour déterminer l'action publique ».

C'est la raison pour laquelle il est proposé de négliger les conséquences des effets dominos dans le cadre de la présente étude. Il est également proposé de limiter l'évaluation de la probabilité d'impact d'un élément de l'aérogénérateur sur une autre installation ICPE que lorsque celle-ci se situe dans un **rayon de 100 mètres**.

## 7.6 MISE EN PLACE DES MESURES DE SECURITE

La troisième étape de l'analyse préliminaire des risques consiste à identifier les barrières de sécurité installées sur les aérogénérateurs et qui interviennent dans la prévention et/ou la limitation des phénomènes dangereux listés dans le tableau APR et de leurs conséquences.

Dans le cadre de l'étude de dangers des parcs éoliens, les aspects relatifs aux fonctions de sécurité qui seront détaillés sont donc les suivants :

- **Fonction de sécurité** : il est proposé ci-dessous un tableau par fonction de sécurité. Cet intitulé décrit l'objectif de la ou des mesure(s) de sécurité : il s'agira principalement « d'empêcher, d'éviter, de détecter, de contrôler ou de limiter » et sera en relation avec un ou plusieurs événements conduisant à un accident majeur identifié dans l'analyse des risques. Plusieurs mesures de sécurité peuvent assurer une même fonction de sécurité.
- **Numéro de la fonction de sécurité** : cette colonne vise à simplifier la lecture de l'étude de dangers en permettant des renvois à l'analyse de risque par exemple.
- **Mesures de sécurité** : cette colonne permet d'identifier les mesures assurant la fonction concernée. Dans le cas de systèmes instrumentés de sécurité, tous les éléments de la chaîne devront être présentés (détection + traitement de l'information + action).
- **Description** : cette colonne permet de préciser la description de la mesure de maîtrise des risques, lorsque des détails supplémentaires sont nécessaires, pour permettre à l'inspection de comprendre leur fonctionnement.
- **Indépendance** (« oui » ou « non ») : cette caractéristique décrit le niveau d'indépendance d'une mesure de maîtrise des risques vis-à-vis des autres systèmes de sécurité et des scénarios d'accident. Cette condition peut être considérée comme remplie (renseigner « oui ») ou non (renseigner « non »).
- **Temps de réponse** (en secondes ou en minutes) : cette caractéristique mesure le temps requis entre la sollicitation et l'exécution de la fonction de sécurité. Il s'agit ici de vérifier que la mesure de maîtrise des risques agira « à temps » pour prévenir ou pour limiter les accidents majeurs.
- **Efficacité** (100% ou 0%) : l'efficacité mesure la capacité d'une mesure de maîtrise des risques à remplir la fonction de sécurité qui lui est confiée pendant une durée donnée et dans son contexte d'utilisation. Il s'agit de vérifier qu'une mesure de sécurité est bien dimensionnée pour remplir la fonction qui lui a été assigné.
- **Test (fréquence)** : dans ce champ sont rappelés les tests/essais qui seront réalisés sur les mesures de maîtrise des risques. Conformément à la réglementation, un essai d'arrêt, d'arrêt d'urgence et d'arrêt à partir d'une situation de survitesse seront réalisés avant la mise en service de l'aérogénérateur. Dans tous les cas, les tests effectués sur les mesures de maîtrise des risques seront tenus à la disposition de l'inspection des installations classées pendant l'exploitation de l'installation.
- **Maintenance (fréquence)** : ce critère porte sur la périodicité des contrôles qui permettront de vérifier la performance de la mesure de maîtrise des risques dans le temps. Pour rappel, la réglementation demande qu'à minima : un contrôle tous les ans soit réalisé sur la performance des mesures de sécurité permettant de mettre à l'arrêt, à l'arrêt d'urgence et à l'arrêt à partir d'une situation de survitesse et sur tous les systèmes instrumentés de sécurité.

*Note : Pour certaines mesures de maîtrise des risques, certains de ces critères peuvent ne pas être applicables (acronyme « NA » : Non Applicable).*

<b>Fonction de sécurité</b>	<b>Prévenir la mise en mouvement de l'éolienne lors de la formation de glace</b>	<b>N° de la fonction de sécurité</b>	<b>1</b>
<b>Mesures de sécurité</b>	Système de détection du givre et de mise à l'arrêt de la machine Procédure adéquate de redémarrage		
<b>Description</b>	Système de détection redondant du givre (par exemple : analyse des données de fonctionnement de l'éolienne + système de mesure des oscillations et des vibrations) permettant, en cas de détection de glace, une mise à l'arrêt immédiate de l'aérogénérateur. Le redémarrage peut ensuite se faire soit automatiquement après disparition des conditions de givre, soit manuellement après inspection visuelle sur site.		
<b>Indépendance</b>	Non Les systèmes traditionnels s'appuient généralement sur des fonctions et des appareils propres à l'exploitation du parc. En cas de danger particulièrement élevé sur site (survol d'une zone fréquentée sur site soumis à des conditions de gel importantes), des systèmes additionnels peuvent être envisagés.		
<b>Temps de réponse</b>	Quelques minutes (<60 min.) conformément à l'article 25 de l'arrêté du 26 août 2011		
<b>Efficacité</b>	100 %		
<b>Tests</b>	Tests menés par le concepteur au moment de la construction de l'aérogénérateur		
<b>Maintenance</b>	Vérification du système au bout de 3 mois de fonctionnement puis maintenance de remplacement en cas de dysfonctionnement de l'équipement		
<b>Fonction de sécurité</b>	<b>Prévenir l'atteinte des personnes par la chute de glace</b>	<b>N° de la fonction de sécurité</b>	<b>2</b>
<b>Mesures de sécurité</b>	Panneautage en pied de machine Eloignement des zones habitées et fréquentées		
<b>Description</b>	Mise en place de panneaux informant de la possible formation de glace en pied de machines (conformément à l'article 14 de l'arrêté du 26 août 2011).		
<b>Indépendance</b>	Oui		
<b>Temps de réponse</b>	NA		
<b>Efficacité</b>	100 %		
<b>Tests</b>	NA		
<b>Maintenance</b>	Vérification de l'état général du panneau, de l'absence de détérioration, entretien de la végétation afin que le panneau reste visible		
<b>Fonction de sécurité</b>	<b>Prévenir l'échauffement significatif des pièces mécaniques</b>	<b>N° de la fonction de sécurité</b>	<b>3</b>
<b>Mesures de sécurité</b>	Capteurs de température des pièces mécaniques Définition de seuils critiques de T° pour chaque type de composant avec alarmes Mise à l'arrêt ou bridage jusqu'à refroidissement		
<b>Description</b>	/		
<b>Indépendance</b>	Oui		
<b>Temps de réponse</b>	NA		
<b>Efficacité</b>	100 %		
<b>Tests</b>	NA		
<b>Maintenance</b>	Vérification du système au bout de 3 mois de fonctionnement puis contrôle annuel conformément à l'article 18 de l'arrêté du 26 août 2011. Maintenance de remplacement en cas de dysfonctionnement de l'équipement.		

Fonction de sécurité	Prévenir la survitesse	N° de la fonction de sécurité	4
<b>Mesures de sécurité</b>	Détection de survitesse et système de freinage.		
<b>Description</b>	Systèmes de coupure s'enclenchant en cas de dépassement des seuils de vitesse prédéfinis, indépendamment du système de contrôle commande. NB : Le système de freinage est généralement constitué d'un frein aérodynamique principal (mise en drapeau des pales) et / ou d'un frein mécanique auxiliaire.		
<b>Indépendance</b>	Oui		
<b>Temps de réponse</b>	Temps de détection < 1 minute L'exploitant est en mesure de transmettre l'alerte aux services d'urgence compétents dans un délai de 15 minutes suivant l'entrée en fonctionnement anormal de l'aérogénérateur conformément aux dispositions de l'arrêté du 26 août 2011		
<b>Efficacité</b>	100 %		
<b>Tests</b>	Test d'arrêt simple, d'arrêt d'urgence et de la procédure d'arrêt en cas de survitesse avant la mise en service des aérogénérateurs conformément à l'article 15 de l'arrêté du 26 août 2011.		
<b>Maintenance</b>	Vérification du système au bout de 3 mois de fonctionnement puis contrôle annuel conformément à l'article 18 de l'arrêté du 26 août 2011 (notamment de l'usure du frein et de pression du circuit de freinage d'urgence.) Maintenance de remplacement en cas de dysfonctionnement de l'équipement.		

<b>Fonction de sécurité</b>	<b>Prévenir les courts-circuits</b>	<b>N° de la fonction de sécurité</b>	<b>5</b>
<b>Mesures de sécurité</b>	Coupure de la transmission électrique en cas de fonctionnement anormal d'un composant électrique.		
<b>Description</b>	Les organes et armoires électriques de l'éolienne sont équipés d'organes de coupures et de protection adéquats et correctement dimensionnés. Tout fonctionnement anormal des composants électriques est suivi d'une coupure de la transmission électrique et à la transmission d'un signal d'alerte vers l'exploitant qui prend alors les mesures appropriées.		
<b>Indépendance</b>	Oui		
<b>Temps de réponse</b>	De l'ordre de la seconde		
<b>Efficacité</b>	100 %		
<b>Tests</b>	/		
<b>Maintenance</b>	Des vérifications de tous les composants électriques ainsi que des mesures d'isolement et de serrage des câbles sont intégrées dans la plupart des mesures de maintenance préventive mises en œuvre. Les installations électriques sont contrôlées avant la mise en service du parc puis à une fréquence annuelle, conformément à l'article 10 de l'arrêté du 26 août 2011.		
<b>Fonction de sécurité</b>	<b>Prévenir les effets de la foudre</b>	<b>N° de la fonction de sécurité</b>	<b>6</b>
<b>Mesures de sécurité</b>	Mise à la terre et protection des éléments de l'aérogénérateur.		
<b>Description</b>	Respect de la norme IEC 61 400 - 24 (juin 2010) (en annexe 7) Dispositif de capture + mise à la terre Parasurtenseurs sur les circuits électriques		
<b>Indépendance</b>	Oui		
<b>Temps de réponse</b>	Immédiat dispositif passif		
<b>Efficacité</b>	100 %		
<b>Tests</b>	/		
<b>Maintenance</b>	Contrôle visuel des pales et des éléments susceptibles d'être impactés par la foudre inclus dans les opérations de maintenance, conformément à l'article 9 de l'arrêté du 26 août 2011.		



Fonction de sécurité	Protection et intervention incendie	N° de la fonction de sécurité	7
Mesures de sécurité	Capteurs de températures sur les principaux composants de l'éolienne pouvant permettre, en cas de dépassement des seuils, la mise à l'arrêt de la machine Système de détection incendie relié à une alarme transmise à un poste de contrôle Intervention des services de secours		
Description	DéTECTEURS d'incendie qui lors de leur déclenchement conduisent à la mise en arrêt de la machine et au découplage du réseau électrique. De manière concomitante, un message d'alarme est envoyé au centre de télésurveillance. L'aérogénérateur est également équipé d'extincteurs qui peuvent être utilisés par les personnels d'intervention (cas d'un incendie se produisant en période de maintenance)		
Indépendance	Oui		
Temps de réponse	< 1 minute pour les détecteurs et l'enclenchement de l'alarme L'exploitant est en mesure de transmettre l'alerte aux services d'urgence compétents dans un délai de 15 minutes suivant l'entrée en fonctionnement anormal de l'aérogénérateur. Le temps d'intervention des services de secours est quant à lui dépendant de la zone géographique.		
Efficacité	100 %		
Tests	/		
Maintenance	Vérification du système au bout de 3 mois de fonctionnement puis contrôle annuel conformément à l'article 18 de l'arrêté du 26 août 2011. Le matériel incendie (type extincteurs) est contrôlé périodiquement par un organisme extérieur. Maintenance curative suite à une défaillance du matériel.		
Fonction de sécurité	Prévention et rétention des fuites	N° de la fonction de sécurité	8
Mesures de sécurité	DéTECTEURS de niveau d'huiles Procédure d'urgence Kit antipollution		
Description	Nombreux détecteurs de niveau d'huile permettant de prévenir les éventuelles fuites d'huile et d'arrêter l'aérogénérateur en cas d'urgence. Les opérations de vidange font l'objet de procédures spécifiques. Dans tous les cas, le transfert des huiles s'effectue de manière sécurisée via un système de tuyauterie et de pompes directement entre l'élément à vidanger et le camion de vidange. Des kits de dépollution d'urgence composés de grandes feuilles de textile absorbant pourront être utilisés afin : - de contenir et arrêter la propagation de la pollution ; - d'absorber jusqu'à 20 litres de déversements accidentels de liquides (huile, eau, alcools ...) et produits chimiques (acides, bases, solvants ...) ; - de récupérer les déchets absorbés. Si ces kits de dépollution s'avèrent insuffisants, une société spécialisée récupérera et traitera le gravier souillé via les filières adéquates, puis le remplacera par un nouveau revêtement.		
Indépendance	Oui		
Temps de réponse	Dépendant du débit de fuite		
Efficacité	100 %		
Tests	/		
Maintenance	Inspection des niveaux d'huile plusieurs fois par an		

<b>Fonction de sécurité</b>	<b>Prévenir les défauts de stabilité de l'aérogénérateur et les défauts d'assemblage (construction – exploitation)</b>	<b>N° de la fonction de sécurité</b>	<b>9</b>
<b>Mesures de sécurité</b>	Contrôles réguliers des fondations et des différentes pièces d'assemblages (ex : brides ; joints, etc.) Procédures qualités		
<b>Description</b>	La norme IEC 61 400-1 (certificat en annexe 6) « Exigence pour la conception des aérogénérateurs » fixe les prescriptions propres à fournir « un niveau approprié de protection contre les dommages résultant de tout risque durant la durée de vie » de l'aérogénérateur. Ainsi la nacelle, le nez, les fondations et la tour répondent au standard IEC 61 400-1. Les pales respectent le standard IEC 61 400-1 ; 12 ; 23. Les aérogénérateurs sont protégés contre la corrosion due à l'humidité de l'air, selon la norme ISO 9223.		
<b>Indépendance</b>	Oui		
<b>Temps de réponse</b>	NA		
<b>Efficacité</b>	100 %		
<b>Tests</b>	NA		
<b>Maintenance</b>	Les couples de serrage (brides sur les diverses sections de la tour, bride de raccordement des pales au moyeu, bride de raccordement du moyeu à l'arbre lent, éléments du châssis, éléments du pitch system, couronne du Yam Gear, boulons de fixation de la nacelle...) sont vérifiés au bout de 3 mois de fonctionnement puis tous les 3 ans, conformément à l'article 18 de l'arrêté du 26 août 2011.		
<b>Fonction de sécurité</b>	<b>Prévenir les erreurs de maintenance</b>	<b>N° de la fonction de sécurité</b>	<b>10</b>
<b>Mesures de sécurité</b>	Procédure maintenance		
<b>Description</b>	Préconisations du manuel de maintenance Formation du personnel		
<b>Indépendance</b>	Oui		
<b>Temps de réponse</b>	NA		
<b>Efficacité</b>	100 %		
<b>Tests</b>	NA		
<b>Maintenance</b>	NA		
<b>Fonction de sécurité</b>	<b>Prévenir les risques de dégradation de l'aérogénérateur en cas de vent fort</b>	<b>N° de la fonction de sécurité</b>	<b>11</b>
<b>Mesures de sécurité</b>	Classe d'aérogénérateur adaptée au site et au régime de vents. Détection et prévention des vents forts et tempêtes Arrêt automatique et diminution de la prise au vent de l'aérogénérateur (mise en drapeau progressive des pales) par le système de conduite		
<b>Description</b>	L'aérogénérateur est mis à l'arrêt si la vitesse de vent mesurée dépasse la vitesse maximale pour laquelle elle a été conçue.		
<b>Indépendance</b>	Oui		
<b>Temps de réponse</b>	< 1 min		
<b>Efficacité</b>	100 %.		
<b>Tests</b>	NA		
<b>Maintenance</b>	NA		

Tableau 27 : Mesures de sécurité de l'installation (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012)

L'ensemble des procédures de maintenance et des contrôles d'efficacité des systèmes sera conforme à l'arrêté du 26 août 2011.

Notamment, suivant une périodicité qui ne peut excéder un an, l'exploitant réalise une vérification de l'état fonctionnel des équipements de mise à l'arrêt, de mise à l'arrêt d'urgence et de mise à l'arrêt depuis un régime de survitesse en application des préconisations du constructeur de l'aérogénérateur.

## 7.7 CONCLUSION DE L'ANALYSE PRELIMINAIRE DES RISQUES

Dans le cadre de l'APR générique, trois catégories de scénarios sont à priori exclues de l'étude détaillée, en raison de leur faible intensité :

Nom du scénario exclu	Justification
Incendie de l'aérogénérateur (effets thermiques)	<p>En cas d'incendie de nacelle, et en raison de la hauteur des nacelles, les effets thermiques ressentis au sol seront mineurs. Par exemple, dans le cas d'un incendie de nacelle située à 50 mètres de hauteur, la valeur seuil de 3 kW/m<sup>2</sup> n'est pas atteinte. Dans le cas d'un incendie au niveau du mât, les effets sont également mineurs et l'arrêt du 26 août 2011 encadre déjà largement la sécurité des installations. Ces effets ne sont donc pas étudiés dans l'étude détaillée des risques.</p> <p>Néanmoins il peut être redouté que des chutes d'éléments (ou des projections) interviennent lors d'un incendie. Ces effets sont étudiés avec les projections et les chutes d'éléments.</p>
Incendie du poste de livraison	<p>En cas d'incendie du poste de livraison, les effets ressentis à l'extérieur des bâtiments (poste de livraison) seront mineurs ou inexistant du fait notamment de la structure en béton des postes de livraison. De plus la réglementation encadre déjà largement la sécurité de ces installations (l'arrêt du 26 Août 2011 [9] impose le respect des normes NFC 15-100, NFC 13-100 et NFC 13-200).</p>
Infiltration d'huile dans le sol <i>F01 et F02</i>	<p>En cas d'infiltration d'huiles dans le sol, les volumes de substances libérés dans le sol restent mineurs. Ce scénario ne sera pas détaillé dans le chapitre de l'étude détaillée des risques.</p>

*Tableau 28 : Scénarios exclus de l'étude détaillée (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012)*

Les cinq catégories de scénarios étudiées dans l'étude détaillée des risques sont les suivantes :

- Projection de tout ou une partie de pale ;
- Effondrement de l'aérogénérateur ;
- Chute d'éléments de l'aérogénérateur ;
- Chute de glace ;
- Projection de glace.

Ces scénarios regroupent plusieurs causes et séquences d'accident. En estimant la probabilité, gravité, cinétique et intensité de ces événements, il est possible de caractériser les risques pour toutes les séquences d'accidents.

## 8 ETUDE DETAILLEE DES RISQUES

---

L'étude détaillée des risques vise à caractériser les scénarios sélectionnés à l'issue de l'analyse préliminaire des risques en termes de probabilité, cinétique, intensité et gravité. **Son objectif est donc de préciser le risque généré par l'installation et d'évaluer les mesures de maîtrise des risques mises en œuvre.** L'étude détaillée permet de vérifier l'acceptabilité des risques potentiels générés par l'installation.

### 8.1 RAPPEL DES DEFINITIONS

---

Les règles méthodologiques applicables pour la détermination de l'intensité, de la gravité et de la probabilité des phénomènes dangereux sont précisées dans l'arrêté ministériel du 29 septembre 2005.

Cet arrêté ne prévoit de détermination de l'intensité et de la gravité pour les phénomènes de surpression, de rayonnement thermique et de toxique.

Cet arrêté est complété par la circulaire du 10 mai 2010 récapitulant les règles méthodologiques applicables aux études de dangers, à l'appréciation de la démarche de réduction du risque à la source et aux plans de prévention de réduction des risques technologiques (PPRT) dans les installations classées en application de la loi du 30 juillet 2003.

Cette circulaire précise en son point 1.2.2 qu'à l'exception de certains explosifs pour lesquels les effets de projection présentent un comportement caractéristique à faible distance, les projections et chutes liées à des ruptures ou fragmentations ne sont pas modélisées en intensité et gravité dans les études de dangers.

Force est néanmoins de constater que ce sont les seuls phénomènes dangereux susceptibles de se produire sur des aérogénérateurs.

Afin de pouvoir présenter des éléments au sein de cette étude de dangers, il est proposé de recourir à la méthode ad hoc préconisée par le guide technique national relatif à l'étude de dangers dans le cadre d'un parc éolien dans sa version de mai 2012. Cette méthode est inspirée des méthodes utilisées pour les autres phénomènes dangereux des installations classées, dans l'esprit de la loi du 30 juillet 2003.

Cette première partie de l'étude détaillée des risques consiste donc à rappeler les définitions de chacun des paramètres, en lien avec les références réglementaires correspondantes.

---

#### 8.1.1 CINÉTIQUE

---

La cinétique d'un accident est la vitesse d'enchaînement des événements constituant une séquence accidentelle, de l'événement initiateur aux conséquences sur les éléments vulnérables.

Selon l'article 8 de l'arrêté du 29 septembre 2005 [10], la cinétique peut être qualifiée de « lente » ou de « rapide ». Dans le cas d'une cinétique lente, les personnes ont le temps d'être mises à l'abri à la suite de l'intervention des services de secours. Dans le cas contraire, la cinétique est considérée comme rapide.

Dans le cadre de cette étude de dangers pour un parc éolien, il est supposé, de manière prudente, que tous les accidents considérés ont une **cinétique rapide**. Ce paramètre ne sera donc pas détaillé à nouveau dans chacun des phénomènes redoutés étudiés par la suite.

## 8.1.2 INTENSITE

L'intensité des effets des phénomènes dangereux est définie par rapport à des valeurs de référence exprimées sous forme de seuils d'effets toxiques, d'effets de surpression, d'effets thermiques et d'effets liés à l'impact d'un projectile, pour les hommes et les structures (article 9 de l'arrêté du 29 septembre 2005 [10]).

On constate que les scénarios retenus au terme de l'analyse préliminaire des risques pour les parcs éoliens sont des scénarios de projection (de glace ou de toute ou partie de pale), de chutes d'éléments (glace ou toute ou partie de pale) ou d'effondrement.

Or les seuils d'effets proposés dans l'arrêté du 29 Septembre 2005 [10] caractérisent des phénomènes dangereux dont l'intensité s'exerce dans toutes les directions autour de l'origine du phénomène, et décroît en fonction de la distance (par exemple un incendie ou une explosion). Ces seuils ne sont donc pas adaptés aux accidents générés par les aérogénérateurs.

Dans le cas de scénarios de projection, l'annexe II de cet arrêté précise : « *Compte tenu des connaissances limitées en matière de détermination et de modélisation des effets de projection, l'évaluation des effets de projection d'un phénomène dangereux nécessite, le cas échéant, une analyse, au cas par cas, justifiée par l'exploitant. Pour la délimitation des zones d'effets sur l'homme ou sur les structures des installations classées, il n'existe pas à l'heure actuelle de valeur de référence. Lorsqu'elle s'avère nécessaire, cette délimitation s'appuie sur une analyse au cas par cas proposée par l'exploitant.* »

C'est pourquoi, pour chacun des événements accidentels retenus (chute d'éléments, chute de glace, effondrement et projection), deux valeurs de référence ont été retenues :

- 5% d'exposition : seuil des effets très importants ;
- 1% d'exposition : seuil des effets importants.

Le degré d'exposition est défini comme le rapport entre la surface atteinte par un élément chutant ou projeté et la surface de la zone exposée à la chute ou à la projection.

Intensité	Degré d'exposition
Exposition très forte	Supérieur à 5%
Exposition forte	Compris entre 1% et 5%
Exposition modérée	Inférieur à 1%

Tableau 29 : Intensité et degré d'exposition (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012)

Les zones d'effets sont définies pour chaque événement accidentel comme la surface exposée à cet événement.

### 8.1.3 GRAVITE

Les niveaux de gravité à retenir dans une étude de dangers sont décrits dans l'annexe III de l'arrêté du 29 Septembre 2005. Ils sont déterminés en fonction du nombre équivalent de personnes permanentes dans chacune des zones d'effet définies dans le paragraphe précédent.

<b>Intensité Gravité</b>	<b>Zone d'effet d'un événement accidentel à intensité très forte</b>	<b>Zone d'effet d'un événement accidentel à intensité forte</b>	<b>Zone d'effet d'un événement accidentel à intensité modérée</b>
<b>« Désastreux »</b>	Plus de 10 personnes exposées	Plus de 100 personnes exposées	Plus de 1000 personnes exposées
<b>« Catastrophique »</b>	Moins de 10 personnes exposées	Entre 10 et 100 personnes exposées	Entre 100 et 1000 personnes exposées
<b>« Important »</b>	Au plus de 1 personne exposée	Entre 1 et 10 personnes exposées	Entre 10 et 100 personnes exposées
<b>« Sérieux »</b>	Aucune personne exposée	Au plus 1 personne exposée	Moins de 10 personnes exposées
<b>« Modéré »</b>	Pas de zone de létalité en dehors de l'établissement	Pas de zone de létalité en dehors de l'établissement	Présence humaine exposée inférieure à « une personne »

Tableau 30 : Nombre de personnes exposées et niveau de gravité correspondant (source : EDD SER-FEE & INERIS – 2012)

La détermination du nombre de personnes permanentes (ou équivalent personnes permanentes) présentes dans chacune des zones d'effets est effectuée à l'aide de la méthode présentée en annexe 1. Cette méthode se base sur la fiche n°1 de la circulaire du 10 mai 2010 relative aux règles méthodologiques applicables aux études de dangers. Cette fiche permet de compter aussi simplement que possible, selon des règles forfaitaires, le nombre de personnes exposées.

### 8.1.4 PROBABILITE

L'annexe I de l'arrêté du 29 Septembre 2005 définit les classes de probabilité qui doivent être utilisées dans les études de dangers pour caractériser les scénarios d'accident majeur :

Niveaux	Echelle qualitative	Echelle quantitative (probabilité annuelle)
<b>A</b>	<b>Courant</b> Se produit sur le site considéré et/ou peut se produire à plusieurs reprises pendant la durée de vie des installations, malgré d'éventuelles mesures correctives.	$P > 10^{-2}$
<b>B</b>	<b>Probable</b> S'est produit et/ou peut se produire pendant la durée de vie des installations.	$10^{-3} < P \leq 10^{-2}$
<b>C</b>	<b>Improbable</b> Événement similaire déjà rencontré dans le secteur d'activité ou dans ce type d'organisation au niveau mondial, sans que les éventuelles corrections intervenues depuis apportent une garantie de réduction significative de sa probabilité.	$10^{-4} < P \leq 10^{-3}$
<b>D</b>	<b>Rare</b> S'est déjà produit mais a fait l'objet de mesures correctives réduisant significativement la probabilité.	$10^{-5} < P \leq 10^{-4}$
<b>E</b>	<b>Extrêmement rare</b> Possible mais non rencontré au niveau mondial. N'est pas impossible au vu des connaissances actuelles.	$\leq 10^{-5}$

Tableau 31 : Echelle de probabilité (source : Arrêté du 29 septembre 2005 – Annexe 1)

Dans le cadre de cette étude de dangers, la probabilité de chaque évènement accidentel identifié pour un aérogénérateur est déterminée en fonction :

- De la bibliographie relative à l'évaluation des risques pour des aérogénérateurs ;
- Du retour d'expérience français ;
- Des définitions qualitatives de l'arrêté du 29 septembre 2005.

Il convient de noter que la probabilité qui sera évaluée pour chaque scénario d'accident correspond à la probabilité qu'un évènement redouté se produise sur l'aérogénérateur (probabilité de départ) et non à la probabilité que cet évènement produise un accident suite à la présence d'un véhicule ou d'une personne au point d'impact (probabilité d'atteinte). En effet, l'arrêté du 29 septembre 2005 impose une évaluation des probabilités de départ uniquement.

Cependant, on pourra rappeler que la probabilité qu'un accident sur une personne ou un bien se produise est très largement inférieure à la probabilité de départ de l'évènement redouté.

La probabilité d'accident est en effet le produit de plusieurs probabilités :

$$P_{\text{accident}} = P_{\text{ERC}} \times P_{\text{orientation}} \times P_{\text{rotation}} \times P_{\text{atteinte}} \times P_{\text{présence}}$$

Avec :

$P_{\text{ERC}}$  = Probabilité qu'un événement redouté central (défaillance) se produise = probabilité de départ ;

$P_{\text{orientation}}$  = Probabilité que l'aérogénérateur soit orientée de manière à projeter un élément lors d'une défaillance dans la direction d'un point donné (en fonction des conditions de vent notamment) ;

$P_{\text{rotation}}$  = Probabilité que l'aérogénérateur soit en rotation au moment ou l'évènement redouté se produit (en fonction de la vitesse de vent notamment) ;

$P_{\text{atteinte}}$  = Probabilité d'atteinte d'un point donné autour de l'éolienne (sachant que l'aérogénérateur est orienté de manière à projeter un élément en direction de ce point et qu'elle est en rotation) ;

$P_{\text{présence}}$  = Probabilité de présence d'un enjeu donné au point d'impact sachant que l'élément est projeté en ce point donné.

Dans le cadre de cette étude de dangers, une approche majorante assimilant la probabilité d'accident ( $P_{\text{accident}}$ ) à la probabilité de l'évènement redouté central ( $P_{\text{ERC}}$ ) a été retenue.



## 8.2 CARACTERISATION DES SCENARIOS RETENUS

### 8.2.1 EFFONDREMENT DE L'AEROGENERATEUR

- **Zone d'effet**

La zone d'effet de l'effondrement d'une éolienne correspond à une surface circulaire de rayon égal à la hauteur totale de l'aérogénérateur en bout de pale, soit **150 m maximal** dans le cas présent (cf. Tableau 2).

Cette méthodologie se rapproche de celles utilisées dans la bibliographie (référéncées [5] et [6]). Les risques d'atteinte d'une personne ou d'un bien en dehors de cette zone d'effet sont négligeables et ils n'ont jamais été relevés dans l'accidentologie ou la littérature spécialisée.

- **Intensité**

Pour le phénomène d'effondrement de l'aérogénérateur, le degré d'exposition correspond au ratio entre la surface totale balayée par le rotor et la surface du mât non balayée par le rotor, d'une part, et la superficie de la zone d'effet du phénomène, d'autre part.

Le tableau ci-dessous permet d'évaluer l'intensité du phénomène d'effondrement des aérogénérateurs à l'étude. Le calcul est présenté pour le modèle Senvion 3.4M-104. R est la longueur de la pale (R = 50,8 m), H la hauteur du mât (H = 98 m), LB la largeur de la pale (LB = 4 m) et L la largeur du mât (L = 4,7 m).

<b>Effondrement de l'aérogénérateur Senvion 3.4M-104 (dans un rayon inférieur ou égal à 150 m)</b>			
<i>Zone d'impact en m<sup>2</sup></i>	<i>Zone d'effet du phénomène étudié en m<sup>2</sup></i>	<i>Degré d'exposition du phénomène étudié en %</i>	<i>Intensité</i>
$H \times L + 3 \times R \times LB / 2$ La zone d'impact est de 772,6 m <sup>2</sup>	$\pi \times (H + R)^2$ La zone d'effet est de 70686 m <sup>2</sup>	$d = Z_{Impact} / Z_{Effet}$ 1,09 % (Compris entre 1 % et 5%)	<b>Exposition forte</b>

**L'intensité d'effondrement est nulle au-delà de la zone d'effondrement.**

Le tableau ci-après présente les résultats pour les 4 modèles d'aérogénérateur à l'étude.

Effondrement des autres modèles d'aérogénérateur	<b>Senvion 3.4M-104</b>	<b>General Electric GE 3.2-103 @98m</b>	<b>Siemens SWT-3.2-101 @99,5m</b>	<b>Vestas V112-3.3 @94m</b>
<i>Zone d'impact en m<sup>2</sup></i>	772,6 m <sup>2</sup>	702,6 m <sup>2</sup>	703,8 m <sup>2</sup>	705,3 m <sup>2</sup>
<i>Zone d'effet du phénomène étudié en m<sup>2</sup></i>	70686 m <sup>2</sup>	70686 m <sup>2</sup>	70686 m <sup>2</sup>	70497 m <sup>2</sup>
<i>Degré d'exposition du phénomène étudié en %</i>	1,09 %	1 %	1 %	1 %
<i>Intensité</i>	<b>Exposition forte</b>			

Tous les modèles conduisent au même résultat : **une exposition forte dans un rayon inférieur ou égal à 150 m (hauteur maximale en bout de pale) et nulle au-delà de ce périmètre.**

**Pour la suite, on se place toujours dans le scénario le plus défavorable, c'est-à-dire dans un périmètre circulaire de rayon 150 m.**

- **Gravité**

En fonction de cette intensité et des définitions issues de l'arrêté du 29 septembre 2005 (voir paragraphe 8.1.3), il est possible de définir différentes classes de gravité pour le phénomène d'effondrement, dans le rayon inférieur ou égal à la hauteur totale de l'aérogénérateur :

- Plus de 100 personnes exposées → « Désastreux »
- Entre 10 et 100 personnes exposées → « Catastrophique »
- Entre 1 et 10 personnes exposées → « Important »
- Au plus une personne exposée → « Sérieux »
- Pas de zone de létalité en dehors de l'établissement → « Modéré »

Le tableau suivant indique, le nombre de personnes exposées dans la zone d'effet du phénomène d'effondrement et la gravité associée pour chaque aérogénérateur :

<b>Effondrement de l'aérogénérateur (dans un rayon inférieur ou égal à 150 m)</b>		
<i>Aérogénérateur</i>	<i>Nombre de personnes permanentes (ou équivalent personnes permanentes)</i>	<i>Gravité</i>
Aérogénérateur n°1	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>(70685)/1.000.000=0,071</math></p> <p><u>Chemin communal</u> : terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 280 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9*280/100.000=0,025</math></p> <p><b>Au total : 0,067+0,025=0,092 personnes permanentes exposées</b>  <b>Soit « Au plus 1 personnes exposée »</b></p>	<b>Sérieux</b>

<p>Aérogénérateur n°2</p>	<p><b>Champs et prairies :</b> Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>(70685)/1.000.000=0,071</math></p> <p><b>Chemin agricole :</b> terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 260 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9*260/100.000=0,023</math></p> <p><b>Au total : 0,071+0.023=0.094</b> personne permanente exposée  <b>Soit « Au plus 1 personne exposée »</b></p>	<p><b>Sérieux</b></p>
<p>Aérogénérateur n°3</p>	<p><b>Champs et prairies :</b> Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>(70685)/1.000.000=0,071</math></p> <p><b>Chemin agricole :</b> terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 300 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9*300/100.000=0,027</math></p> <p><b>Route départementale D15:</b> (2589 véhicules/j, 110m) 0,4 personne permanente par kilomètre exposé par tranche de 100 véhicules/jour.  <math>110/1000*0.4*22589/100=1.14</math></p> <p><b>Au total : 0,071+0,027+1.14=1,24</b> personne permanente exposée  <b>Soit « Entre 1 et 10 personnes exposées»</b></p>	<p><b>Important</b></p>
<p>Aérogénérateur n°4</p>	<p><b>Champs et prairies :</b> Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>(70685)/1.000.000=0,071</math></p> <p><b>Chemin communal :</b> terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 410 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9*410/100.000=0,037</math></p> <p><b>Au total : 0,071+0,037=0,108</b> personnes permanentes exposées  <b>Soit « Au plus 1 personne exposée »</b></p>	<p><b>Sérieux</b></p>

<p>Aérogénérateur n°5</p>	<p><b>Champs et prairies :</b> Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>(70685)/1.000.000=0,071</math></p> <p><b>Chemin agricole :</b> terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 270 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9*270/100.000=0,024</math></p> <p><b>Au total : 0,071 + 0.024 = 0.094</b> personnes permanentes exposées  <b>Soit « Au plus 1 personne exposée »</b></p>	<p><b>Sérieux</b></p>
<p>Aérogénérateur n°6</p>	<p><b>Champs et prairies :</b> Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>(70685)/1.000.000=0,071</math></p> <p><b>Route départementale D15:</b> (2589 véhicules/j, 210m) 0,4 personne permanente par kilomètre exposé par tranche de 100 véhicules/jour.  <math>210/1000*0.4*2589/100=2.17</math></p> <p><b>Au total : 0.071+2.17=2.24</b> personnes permanentes exposées  <b>Soit « entre 1 et 10 personnes exposées »</b></p>	<p><b>Important</b></p>
<p>Aérogénérateur n°7</p>	<p><b>Champs et prairies :</b> Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>(70685)/1.000.000=0,071</math></p> <p><b>Au total : 0,071</b> personnes permanentes exposées  <b>Soit « Au plus 1 personne exposée »</b></p>	<p><b>Sérieux</b></p>

Rappel : La méthode de comptage des enjeux humains est présentée en annexe 1. Elle se base sur la fiche n°1 de la circulaire du 10 mai 2010 relative aux règles méthodologiques applicables aux études de dangers.

• **Probabilité**

Pour l'effondrement d'une éolienne, les valeurs retenues dans la littérature sont détaillées dans le tableau suivant :

Source	Fréquence	Justification
Guide for risk based zoning of wind turbines [5]	$4,5 \times 10^{-4}$	Retour d'expérience
Specification of minimum distances [6]	$1,8 \times 10^{-4}$ (effondrement de la nacelle et de la tour)	Retour d'expérience

Ces valeurs correspondent à une classe de probabilité « C » selon l'arrêté du 29 septembre 2005.

Le retour d'expérience français montre également une classe de probabilité « C ». En effet, il a été recensé seulement 7 évènements pour 15.667 années d'expérience (une année d'expérience correspondant à un aérogénérateur observée pendant une année), soit une probabilité de  $4,47 \times 10^{-4}$  par éolienne et par an.

Ces évènements correspondent également à la définition qualitative de l'arrêté du 29 septembre 2005 d'une probabilité « C », à savoir : « *Evènement similaire déjà rencontré dans le secteur d'activité ou dans ce type d'organisation au niveau mondial, sans que les éventuelles corrections intervenues depuis apportent une garantie de réduction significative de sa probabilité* ».

**Une probabilité de classe « C » est donc retenue par défaut pour ce type d'évènement.**

**Néanmoins, les dispositions constructives des aérogénérateurs ayant fortement évolué, le niveau de fiabilité est aujourd'hui bien meilleur.** Des mesures de maîtrise des risques supplémentaires ont été mises en place sur les machines récentes et permettent de réduire significativement la probabilité d'effondrement. Ces mesures de sécurité sont notamment :

- Respect intégral de la norme IEC 61 400-1 ;
- Contrôles réguliers des fondations et des différents systèmes d'assemblage ;
- Système de détection des survitesses et un système redondant de freinage ;
- Système de détection des vents forts et un système redondant de freinage et de mise en sécurité des installations.

On note d'ailleurs, dans le retour d'expérience français, qu'aucun effondrement n'a eu lieu sur les aérogénérateurs mis en service après 2005.

De manière générale, le respect des prescriptions de l'arrêté du 26 août 2011 relatif aux installations éoliennes soumises à autorisation permet de s'assurer que les aérogénérateurs font l'objet de mesures réduisant significativement la probabilité d'effondrement.

**Il est considéré la classe de probabilité de l'accident « D »**, à savoir : « *S'est produit mais a fait l'objet de mesures correctives réduisant significativement la probabilité* ».

- **Acceptabilité**

Dans le cas d'implantation des aérogénérateurs équipés des technologies récentes et compte tenu de la classe de probabilité D d'un effondrement, on pourra conclure à l'acceptabilité de ce phénomène si moins de 10 personnes sont exposées.

Le tableau suivant rappelle, pour les aérogénérateurs du parc de l'Épinette, la gravité associée et le niveau de risque (acceptable/inacceptable) :

<b>Effondrement de l'aérogénérateur (dans un rayon inférieur ou égal à 150 m)</b>		
<i>Aérogénérateur</i>	<i>Gravité</i>	<i>Acceptabilité</i>
<b>Aérogénérateur n°1</b>	<b>Sérieux</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°2</b>	<b>Sérieux</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°3</b>	<b>Important</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°4</b>	<b>Sérieux</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°5</b>	<b>Sérieux</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°6</b>	<b>Important</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°7</b>	<b>Sérieux</b>	<b>Acceptable</b>

Ainsi, pour le parc éolien de l'Épinette, le phénomène d'effondrement des aérogénérateurs constitue un risque acceptable pour les personnes (et quel que soit le modèle d'aérogénérateur retenu).

---

## 8.2.2 CHUTE DE GLACE

---

- **Considérations générales**

Les périodes de gel et l'humidité de l'air peuvent entraîner, dans des conditions de températures et d'humidité de l'air bien particulières, une formation de givre ou de glace sur l'aérogénérateur, ce qui induit des risques potentiels de chute de glace.

Selon l'étude WECO [14], une grande partie du territoire français (hors zones de montagne) est concernée par moins d'un jour de formation de glace par an. Certains secteurs du territoire comme les zones côtières affichent des moyennes variant entre 2 et 7 jours de formation de glace par an.

Lors des périodes de dégel qui suivent les périodes de grand froid, des chutes de glace peuvent se produire depuis la structure de l'aérogénérateur (nacelle, pales). Normalement, le givre qui se forme en fine pellicule sur les pales de l'aérogénérateur fond avec le soleil. En cas de vents forts, des morceaux de glace peuvent se détacher. Ils se désagrègent généralement avant d'arriver au sol. Ce type de chute de glace est similaire à ce qu'on observe sur d'autres bâtiments et infrastructures.

- **Zone d'effet**

Le risque de chute de glace est cantonné à la zone de survol des pales, soit un disque de rayon égal à un demi-diamètre de rotor autour du mât de l'aérogénérateur. Pour le parc de l'Épinette, **la zone d'effet a donc un rayon de 56 mètres dans le cas maximal**. En effet, les quatre modèles d'aérogénérateurs du parc de l'Épinette ont un demi-diamètre de 52m, 51,5m, 50,5m et 56m respectivement pour les marques Senvion, GE, Siemens et Vestas. Cependant, il convient de noter que, lorsque l'aérogénérateur est à l'arrêt, les pales n'occupent qu'une faible partie de cette zone.

Pour la suite nous conservons ce périmètre (cercle d'un rayon de 56m) de manière indépendante du modèle d'aérogénérateur à l'étude. Ce choix est motivé par une volonté de faciliter la lecture de ce présent rapport. Le choix du plus grand diamètre de rotor conduit nécessairement à majorer la zone d'effet.

- **Intensité**

Pour le phénomène de chute de glace, le degré d'exposition correspond au ratio entre la surface d'un morceau de glace et la superficie de la zone d'effet du phénomène (zone de survol).

Le tableau ci-dessous permet d'évaluer l'intensité du phénomène de chute de glace dans le cas des aérogénérateurs du parc de l'Épinette.  $Z_I$  est la zone d'impact,  $Z_E$  est la zone d'effet,  $R$  est la longueur de pale ( $R = 50,5$  m) (de façon à minorer la zone d'effet et donc maximiser le degré d'exposition) et  $SG$  est la surface du morceau de glace majorant ( $SG = 1$  m<sup>2</sup>).

<b>Chute de glace (dans un rayon inférieur ou égal à 56 m, Vestas V112-3.3@94m)</b>			
<i>Zone d'impact en m<sup>2</sup></i>	<i>Zone d'effet du phénomène étudié en m<sup>2</sup></i>	<i>Degré d'exposition du phénomène étudié en %</i>	<i>Intensité</i>
$Z_I = SG$ 1 m <sup>2</sup>	$Z_E = \pi \times R^2$ 9852 m <sup>2</sup>	$d = Z_I / Z_E$ 0,0102% (< 1%)	<b>Exposition modérée</b>

**L'intensité est nulle hors de la zone de survol.**

Le tableau ci-après présente les résultats pour les 4 modèles d'aérogénérateur à l'étude (dont les caractéristiques sont consignées dans le Tableau 2).

	<b>Senvion 3.4M-104</b>	<b>Vestas V112-3.3 @94m</b>	<b>Siemens SWT- 3.2-101 @99,5m</b>	<b>General Electric GE 3.2-103 @98m</b>
<i>Zone d'impact en m<sup>2</sup></i>	1 m <sup>2</sup>			
<i>Zone d'effet du phénomène étudié en m<sup>2</sup></i>	8495 m <sup>2</sup>	9852 m <sup>2</sup>	8012 m <sup>2</sup>	8332 m <sup>2</sup>
<i>Degré d'exposition du phénomène étudié en %</i>	0,0117%	0,0102%	0,0125%	0,0120%
<i>Intensité</i>	<b>Exposition modérée</b>			

Tous les modèles conduisent au même résultat : **une exposition modérée dans un rayon inférieur ou égal à 56 m (rayon maximale) et nulle au-delà de ce périmètre.**

**Pour la suite, on se place toujours dans le scénario le plus défavorable, c'est-à-dire dans un périmètre circulaire de rayon 56 m.**

- **Gravité**

En fonction de cette intensité et des définitions issues de l'arrêté du 29 septembre 2005 (voir paragraphe 8.1.3), il est possible de définir différentes classes de gravité pour le phénomène de chute de glace, dans la zone de survol de l'aérogénérateur :

- Plus de 1000 personnes exposées → « Désastreux »
- Entre 100 et 1000 personnes exposées → « Catastrophique »
- Entre 10 et 100 personnes exposées → « Important »
- Moins de 10 personnes exposées → « Sérieux »
- Présence humaine inférieure à « une personne » → « Modéré »

Le tableau suivant indique, pour chaque aérogénérateur, le nombre de personnes exposées dans la zone d'effet du phénomène de chute de glace et la gravité associée :



<b>Chute de glace</b> <b>(dans un rayon inférieur ou égal à 56 m)</b>		
Aérogénérateur	Nombre de personnes permanentes (ou équivalent personnes permanentes)	Gravité
Aérogénérateur n°1	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>9.852/1.000.000=0,0009</math></p> <p><b>Au total : 0,009</b> personnes permanentes exposées  <b>Soit « inférieur à 1 personnes exposée »</b></p>	<b>Modéré</b>
Aérogénérateur n°2	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>9.852/1.000.000=0,0009</math></p> <p><b>Au total : 0,009</b> personnes permanentes exposées  <b>Soit « inférieur à 1 personnes exposée »</b></p>	<b>Modéré</b>
Aérogénérateur n°3	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>9.852/1.000.000=0,0009</math></p> <p><b>Au total : 0,009</b> personnes permanentes exposées  <b>Soit « inférieur à 1 personnes exposée »</b></p>	<b>Modéré</b>
Aérogénérateur n°4	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>9.852/1.000.000=0,0009</math></p> <p><b>Au total : 0,009</b> personnes permanentes exposées  <b>Soit « inférieur à 1 personnes exposée »</b></p>	<b>Modéré</b>
Aérogénérateur n°5	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>9.852/1.000.000=0,0009</math></p> <p><b>Au total : 0,009</b> personnes permanentes exposées  <b>Soit « inférieur à 1 personnes exposée »</b></p>	<b>Modéré</b>

Aérogénérateur n°6	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>9.852/1.000.000=0,0009</math></p> <p><b>Au total : 0,009</b> personnes permanentes exposées  <b>Soit « inférieur à 1 personnes exposée »</b></p>	<b>Modéré</b>
Aérogénérateur n°7	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>9.852/1.000.000=0,0009</math></p> <p><b>Au total : 0,009</b> personnes permanentes exposées  <b>Soit « inférieur à 1 personnes exposée »</b></p>	<b>Modéré</b>

- **Probabilité**

De façon conservatrice, il est considéré que **la probabilité est de classe « A », c'est-à-dire une probabilité supérieure à 10<sup>-2</sup>.**

- **Acceptabilité**

Avec une classe de probabilité « A », le risque de chute de glace pour les aérogénérateurs est évalué comme acceptable dans le cas d'une gravité « Modérée » qui correspond pour cet évènement à un nombre de personnes permanentes (ou équivalent) inférieur à 1.

Le tableau suivant rappelle, pour les 7 aérogénérateurs du parc de l'Épinette, la gravité associée et le niveau de risque (acceptable/inacceptable) :

<b>Chute de glace</b> (dans un rayon inférieur ou égal à 56 m)		
<i>Aérogénérateur</i>	<i>Gravité</i>	<i>Acceptabilité</i>
<b>Aérogénérateur n°1</b>	<b>Modéré</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°2</b>	<b>Modéré</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°3</b>	<b>Modéré</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°4</b>	<b>Modéré</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°5</b>	<b>Modéré</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°6</b>	<b>Modéré</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°7</b>	<b>Modéré</b>	<b>Acceptable</b>

**Ainsi, pour le parc éolien de l'Épinette, le phénomène de chute de glace des aérogénérateurs constitue un risque acceptable pour les personnes.**

Il convient de rappeler que, conformément à l'article 14 de l'arrêté du 26 août 2011 relatif aux installations éoliennes soumises à autorisation, un panneau informant le public des risques (donc risques de chute de glace) sera installé sur le chemin d'accès de chaque aérogénérateur, c'est-à-dire en amont de la zone d'effet de ce phénomène. Cette mesure permettra de réduire les risques pour les personnes potentiellement présentes sur le site par grand froid.

### 8.2.3 CHUTE D'ÉLÉMENTS DE L'AÉROGÉNÉRATEUR

- **Zone d'effet**

La chute d'éléments comprend la chute de tous les équipements situés en hauteur : trappes, boulons, morceaux de pales ou pales entières. Le cas majorant est ici la chute de pale. Il est retenu dans l'étude détaillée des risques pour représenter toutes les chutes d'éléments.

Le risque de chute d'éléments est cantonné à la zone de survol des pales, soit un disque de rayon égal à un demi-diamètre de rotor autour du mât de l'aérogénérateur. Pour le parc éolien de l'Épinette, **la zone d'effet a donc un rayon de 56 mètres dans le cas maximal** (cf. Tableau 2).

- **Intensité**

Pour le phénomène de chute d'élément, le degré d'exposition correspond au ratio entre la surface d'un élément (cas majorant d'une pale entière se détachant de l'aérogénérateur) et la superficie de la zone d'effet du phénomène (zone de survol).

Le tableau ci-dessous permet d'évaluer l'intensité du phénomène de chute d'éléments dans le cas du parc éolien de l'Épinette. Le calcul est présenté pour le modèle Vestas.  $Z_I$  est la zone d'impact,  $Z_E$  est la zone d'effet,  $R$  est la longueur de pale ( $R = D/2 = 56$  m) et  $LB$  la largeur de la base de la pale ( $LB = 4,0$  m).

<b>Chute d'éléments de l'aérogénérateur</b>			
<b>(dans un rayon inférieur ou égal à 56 m, Vestas V112-3.3@94m)</b>			
<i>Zone d'impact en m<sup>2</sup></i>	<i>Zone d'effet du phénomène étudié en m<sup>2</sup></i>	<i>Degré d'exposition du phénomène étudié en %</i>	<i>Intensité</i>
$Z_I = R * LB / 2$ 112 m <sup>2</sup>	$Z_E = \pi * R^2$ 9852 m <sup>2</sup>	$d = Z_I / Z_E$ 1,137% (Compris entre 1% et 5%)	<b>Exposition Forte</b>

**L'intensité en dehors de la zone de survol est nulle.**

Le tableau ci-après présente les résultats pour les 4 modèles d'aérogénérateur à l'étude.

	<b>Senvion 3.4M-104</b>	<b>Vestas V112-3.3 @94m</b>	<b>Siemens SWT-3.2-101 @99,5m</b>	<b>General Electric GE 3.2-103 @98m</b>
<i>Zone d'impact en m<sup>2</sup></i>	104 m <sup>2</sup>	112 m <sup>2</sup>	85,85 m <sup>2</sup>	93,73 m <sup>2</sup>
<i>Zone d'effet du phénomène étudié en m<sup>2</sup></i>	8495 m <sup>2</sup>	9852 m <sup>2</sup>	8012 m <sup>2</sup>	8332 m <sup>2</sup>
<i>Degré d'exposition du phénomène étudié en %</i>	1,122%	1,137%	1,071%	1,124%
<i>Intensité</i>	<b>Exposition forte</b>			

Tous les modèles conduisent au même résultat : **une exposition forte dans un rayon inférieur ou égal à 56 m (rayon maximale) et nulle au-delà de ce périmètre.**

**Pour la suite, on se place toujours dans le scénario le plus défavorable, c'est-à-dire dans un périmètre circulaire de rayon 56 m.**

- **Gravité**

En fonction de cette intensité et des définitions issues de l'arrêté du 29 septembre 2005 (voir paragraphe 8.1.3), il est possible de définir différentes classes de gravité pour le phénomène de chute d'éléments de l'aérogénérateur, dans la zone de survol de l'aérogénérateur :

- Plus de 100 personnes exposées → « Désastreux »
- Entre 10 et 100 personnes exposées → « Catastrophique »
- Entre 1 et 10 personnes exposées → « Important »
- Au plus une personne exposée → « Sérieux »
- Pas de zone de létalité en dehors de l'établissement → « Modéré »

Le tableau 3 suivant indique, pour les aérogénérateurs le nombre de personnes exposées dans la zone d'effet du phénomène de chute d'éléments de l'aérogénérateur et la gravité associée : (les résultats présentés correspondent au modèle de marque Siemens, le plus impactant car ayant le plus grand diamètre de rotor)

<b>Chute d'éléments de l'aérogénérateur (dans un rayon inférieur ou égal à 56 m, soit une aire de 9852 m<sup>2</sup>)</b>		
<i>Aérogénérateur</i>	<i>Nombre de personnes permanentes (ou équivalent personnes permanentes)</i>	<i>Gravité</i>
Aérogénérateur n°1	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>9.852/1.000.000=0,009</math></p> <p><b>Au total : 0,009 personnes permanentes exposées</b>  <b>Soit « Au plus 1 personnes exposée »</b></p>	<b>Sérieux</b>
Aérogénérateur n°2	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>9.852/1.000.000=0,009</math></p> <p><b>Au total : 0,009 personnes permanentes exposées</b>  <b>Soit « Au plus 1 personnes exposée »</b></p>	<b>Sérieux</b>

Aérogénérateur n°3	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>9.852/1.000.000=0,009</math></p> <p><b>Au total : 0,009</b> personnes permanentes exposées  <b>Soit « Au plus 1 personnes exposée »</b></p>	Sérieux
Aérogénérateur n°4	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>9.852/1.000.000=0,009</math></p> <p><b>Au total : 0,009</b> personnes permanentes exposées  <b>Soit « Au plus 1 personnes exposée »</b></p>	Sérieux
Aérogénérateur n°5	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>9.852/1.000.000=0,009</math></p> <p><b>Au total : 0,009</b> personnes permanentes exposées  <b>Soit « Au plus 1 personnes exposée »</b></p>	Sérieux
Aérogénérateur n°6	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>9.852/1.000.000=0,009</math></p> <p><b>Au total : 0,009</b> personnes permanentes exposées  <b>Soit « Au plus 1 personnes exposée »</b></p>	Sérieux
Aérogénérateur n°7	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>9.852/1.000.000=0,009</math></p> <p><b>Au total : 0,009</b> personnes permanentes exposées  <b>Soit « Au plus 1 personnes exposée »</b></p>	Sérieux

• **Probabilité**

Peu d'éléments sont disponibles dans la littérature pour évaluer la fréquence des évènements de chute de pales ou d'éléments d'aérogénérateurs.

Le retour d'expérience connu en France montre que ces évènements ont une classe de probabilité « C » (2 chutes et 5 incendies pour 15.6 années d'expérience, soit  $4,47 \times 10^{-4}$  évènements par aérogénérateur et par an).

Ces évènements correspondent également à la définition qualitative de l'arrêté du 29 septembre 2005 d'une probabilité « C », à savoir : « *Évènement similaire déjà rencontré dans le secteur d'activité ou dans ce type d'organisation au niveau mondial, sans que les éventuelles corrections intervenues depuis apportent une garantie de réduction significative de sa probabilité* ».

**Une probabilité de classe « C » est donc retenue par défaut pour ce type d'évènement.**

- **Acceptabilité**

Avec une classe de probabilité « C », le risque de chute d'éléments pour les aérogénérateurs est évalué comme acceptable dans le cas d'un nombre de personnes permanentes (ou équivalent) inférieur à 10 dans la zone d'effet.

Le tableau suivant rappelle, pour les aérogénérateurs du parc éolien de l'Épinette, la gravité associée et le niveau de risque (acceptable/inacceptable) :

<b>Chute d'éléments de l'aérogénérateur (dans un rayon inférieur ou égal à 65 m)</b>		
<i>Aérogénérateur</i>	<i>Gravité</i>	<i>Acceptabilité</i>
<b>Aérogénérateur n°1</b>	<b>Sérieux</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°2</b>	<b>Sérieux</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°3</b>	<b>Sérieux</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°4</b>	<b>Sérieux</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°5</b>	<b>Sérieux</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°6</b>	<b>Sérieux</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°7</b>	<b>Sérieux</b>	<b>Acceptable</b>

**Ainsi, pour le parc éolien de l'Épinette, le phénomène de chute d'éléments des aérogénérateurs constitue un risque acceptable pour les personnes.**

---

## 8.2.4 PROJECTION DE PALES OU DE FRAGMENTS DE PALES

---

- **Zone d'effet**

Dans l'accidentologie française rappelée en annexe, la distance maximale relevée et vérifiée pour une projection de fragment de pale est de 380 mètres par rapport au mât de l'aérogénérateur. On constate que les autres données disponibles dans cette accidentologie montrent des distances d'effet inférieures.

L'accidentologie éolienne mondiale manque de fiabilité car la source la plus importante (en termes statistiques) est une base de données tenue par une association écossaise majoritairement opposée à l'énergie éolienne [3].

L'analyse de ce recueil d'accidents indique une distance maximale de projection de l'ordre de 500 mètres à deux exceptions près :

- 1300 mètres rapporté pour un accident à Hundhammerfjellet en Norvège le 20/01/06 ;
- 1000 mètres rapporté pour un accident à Burgos en Espagne le 09/12/00.

Toutefois, pour ces deux accidents, les sources citées ont été vérifiées par le SER (Syndicat des Energies Renouvelables) et aucune distance de projection n'y était mentionnée. Les distances ont ensuite été vérifiées auprès des constructeurs concernés et dans les deux cas, elles n'excédaient pas 300 m.

Ensuite, pour l'ensemble des accidents pour lesquels une distance supérieure à 400 m était indiquée, les sources mentionnées dans le recueil ont été vérifiées de manière exhaustive (articles de journal par exemple), mais aucune d'elles ne mentionnait ces mêmes distances de projection. Quand une distance était décrite dans la source, il pouvait s'agir par exemple de la distance entre la maison la plus proche et l'éolienne, ou du périmètre de sécurité mis en place par les forces de l'ordre après l'accident, mais en aucun cas de la distance de projection réelle.

Pour autant, des études de risques déjà réalisées dans le monde ont utilisé une distance de 500 mètres, en particulier les études [5] et [6].

Sur la base de ces éléments et de façon conservatrice, **une distance d'effet de 500 mètres est considérée comme distance raisonnable pour la prise en compte des projections de pales ou de fragments de pales** dans le cadre de cette étude de dangers.

- **Intensité**

Pour le phénomène de projection de pale ou de fragment de pale, le degré d'exposition correspond au ratio entre la surface d'un élément (cas majorant d'une pale entière se détachant de l'aérogénérateur) et la superficie de la zone d'effet du phénomène (500 m).

Le tableau ci-dessous permet d'évaluer l'intensité du phénomène de projection de pale ou de fragment de pale dans le cas des 5 aérogénérateurs en se basant sur le modèle Vestas 112-3.3 @94m du parc éolien de l'Épinette.  $Z_I$  est la zone d'impact,  $Z_E$  est la zone d'effet, R est la longueur de pale ( $R = 54,65$  m) et LB la largeur de la base de la pale ( $LB = 4,0$  m).



<b>Projection de pale ou de fragment de pale</b>			
<b>(Zone de 500 m autour des aérogénérateurs Vestas 112-3.3 @94m)</b>			
<i>Zone d'impact en m<sup>2</sup></i>	<i>Zone d'effet du phénomène étudié en m<sup>2</sup></i>	<i>Degré d'exposition du phénomène étudié en %</i>	<i>Intensité</i>
$Z_I = R * LB / 2$ 109,3 m <sup>2</sup>	$Z_E = \Pi \times 500^2$ 785 398,2 m <sup>2</sup>	$d = Z_I / Z_E$ 0,014% (< 1%)	<b>Exposition modérée</b>

**L'intensité en dehors de la zone de survol est nulle.**

Le tableau ci-après présente les résultats pour les 4 modèles d'aérogénérateur à l'étude.

	<b>Senvion 3.4M-104</b>	<b>Vestas V112-3.3 @94m</b>	<b>Siemens SWT-3.2-101 @99,5m</b>	<b>General Electric GE 3.2-103 @98m</b>
<i>Zone d'impact en m<sup>2</sup></i>	104 m <sup>2</sup>	112 m <sup>2</sup>	85,85 m <sup>2</sup>	93,73 m <sup>2</sup>
<i>Zone d'effet du phénomène étudié en m<sup>2</sup></i>	785 398 m <sup>2</sup>			
<i>Degré d'exposition du phénomène étudié en %</i>	0,013%	0,014%	0,011%	0,012%
<i>Intensité</i>	<b>Exposition modérée</b>			

Tous les modèles conduisent au même résultat : **une exposition modérée dans une zone de 500 m autour des aérogénérateurs et nulle au-delà de ce périmètre.**

**Pour la suite, on se place toujours un périmètre circulaire de rayon 500 m.**

- **Gravité**

En fonction de cette intensité et des définitions issues de l'arrêté du 29 septembre 2005 (voir paragraphe 8.1.3), il est possible de définir différentes classes de gravité pour le phénomène de projection, dans la zone de 500 m autour de l'aérogénérateur :

- Plus de 1000 personnes exposées → « Désastreux »
- Entre 100 et 1000 personnes exposées → « Catastrophique »
- Entre 10 et 100 personnes exposées → « Important »
- Moins de 10 personnes exposées → « Sérieux »
- Présence humaine inférieure à « une personne » → « Modéré »

Le tableau suivant indique, pour chaque aérogénérateur et de manière indépendante du modèle d'aérogénérateur, le nombre de personnes exposées dans la zone d'effet du phénomène de projection et la gravité associée :

Projection de pale ou de fragment de pale (Zone de 500 m autour des aérogénérateurs)		
Aérogénérateur	Nombre de personnes permanentes (ou équivalent personnes permanentes)	Gravité
Aérogénérateur n°1	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>) 785.398/1.000.000=0,785</p> <p><u>Chemin communal</u> : terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 990 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>) 9*990/100.000=0,089</p> <p><u>Chemin agricole</u> : terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 300 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>) 9*300/100.000=0,027</p> <p><b>Au total : 0,785+0,089+0,027=0,901</b> personne permanente exposée <b>Soit « inférieur à 1 personne exposée »</b></p>	<b>Modéré</b>
Aérogénérateur n°2	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>) 785.398/1.000.000=0,785</p> <p><u>Chemin agricole</u> : terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 690 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>) 9*690/100.000=0,062</p> <p><b>Au total : 0,785+0,062=0,844</b> personne permanente exposée <b>Soit « inférieur à 1 personne exposée »</b></p>	<b>Modéré</b>
Aérogénérateur n°3	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>) 785.398/1.000.000=0,785</p> <p><u>Chemin agricole</u> : terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 1310 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>) 9*1310/100.000=0,117</p>	<b>Important</b>

	<p><u>Route départementale D15:</u> (2589 véhicules/j ; 920m) 0,4 personne permanente par kilomètre exposé par tranche de 100 véhicules/jour.  <math>900/1000*0.4*2589/100=9.32</math></p> <p><b>Au total : 0.785+0.117+9.32=10,2</b> personne permanente exposée  <b>Soit « entre 10 et 100 personne exposée »</b></p>	
Aérogénérateur n°4	<p><u>Champs et prairies :</u> Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>785.398/1.000.000=0,785</math></p> <p><u>Chemin communal :</u> terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 1440 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9*1440/100.000=0,129</math></p> <p><u>Chemin agricole :</u> terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 460 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9*460/100.000=0,041</math></p> <p><u>Chemin forestier :</u> terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 100 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9*100/100.000=0,009</math></p> <p><b>Au total : 0.785+0.129+0.041+0.09=0.96</b> personne permanente exposée  <b>Soit « inférieur à 1 personne exposée »</b></p>	<b>Modéré</b>
Aérogénérateur n°5	<p><u>Champs et prairies :</u> Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>785.398/1.000.000=0,785</math></p> <p><u>Chemin agricole :</u> terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 920 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9*920/100.000=0,082</math></p> <p><u>Chemin communal :</u> terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 460 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)</p>	<b>Modéré</b>

	$9 \times 460 / 100.000 = 0,041$ <b>Au total : 0,785+0,082+0,041=0.908</b> personne permanente exposée <b>Soit « inférieur à 1 personne exposée »</b>	
Aérogénérateur n°6	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>785.398 / 1.000.000 = 0,785</math></p> <p><u>Chemin agricole</u> : terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 1570 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9 \times 1570 / 100.000 = 0,141</math></p> <p><u>Route départementale D15</u>: (2589 véhicules/j ; 1040m) 0,4 personne permanente par kilomètre exposé par tranche de 100 véhicules/jour.  <math>1040 / 1000 \times 0,4 \times 2589 / 100 = 10,7</math></p> <p><b>Au total : 0,785+0,141+10,7=11.62</b>                  personne permanente exposée  <b>Soit « entre 10 et 100 personnes exposée »</b></p>	<b>Important</b>
Aérogénérateur n°7	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>785.398 / 1.000.000 = 0,785</math></p> <p><u>Chemin communal</u> : terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 1100 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9 \times 1050 / 100.000 = 0,094</math></p> <p><u>Chemin agricole</u> : terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 920 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9 \times 820 / 100.000 = 0,073</math></p> <p><u>Chemin forestier</u> : terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 480 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9 \times 480 / 100.000 = 0,043</math></p> <p><b>Au total : 0,785+0,094+0,073+0,043=0,99</b>                  personne permanente exposée  <b>Soit « inférieur à 1 personne exposée »</b></p>	<b>Modéré</b>

- **Probabilité**

Les valeurs retenues dans la littérature pour une rupture de tout ou partie de pale sont détaillées dans le tableau suivant :

Source	Fréquence	Justification
Site specific hazard assessment for a windfarm project [4]	$1 \times 10^{-6}$	Respect de l'Eurocode EN 1990 – Basis of structural design
Guide for risk based zoning of wind turbines [5]	$1,1 \times 10^{-3}$	Retour d'expérience au Danemark (1984-1992) et en Allemagne (1989-2001)
Specification of minimum distances [6]	$6,1 \times 10^{-4}$	Recherche internet des accidents entre 1996 et 2003

Ces valeurs correspondent à des classes de probabilité « B », « C » ou « E ».

Le retour d'expérience français montre également une classe de probabilité « C » (12 évènements pour 15.667 années d'expérience, soit  $7,66 \times 10^{-4}$  évènement par éolienne et par an).

Ces évènements correspondent également à la définition qualitative de l'arrêté du 29 septembre 2005 d'une probabilité « C », à savoir : « *Evènement similaire déjà rencontré dans le secteur d'activité ou dans ce type d'organisation au niveau mondial, sans que les éventuelles corrections intervenues depuis apportent une garantie de réduction significative de sa probabilité* ».

**Une probabilité de classe « C » est donc retenue par défaut pour ce type d'évènement. Néanmoins, les dispositions constructives des éoliennes ayant fortement évoluées, le niveau de fiabilité est aujourd'hui bien meilleur.** Des mesures de maîtrise des risques supplémentaires ont été mises en place, notamment :

- Les dispositions de la norme IEC 61 400-1 ;
- Les dispositions de la norme IEC 61 400-24 et EN 62 305-3 relatives à la foudre ;
- Système de détection des survitesses et un système redondant de freinage ;
- Système de détection des vents forts et un système redondant de freinage et de mise en sécurité des installations ;
- Utilisation de matériaux résistants pour la fabrication des pales (fibres de verre ou de carbone, résines ...).

De manière générale, le respect des prescriptions de l'arrêté du 26 août 2011 relatif aux installations éoliennes soumises à autorisation permet de s'assurer que les éoliennes font l'objet de mesures réduisant significativement la probabilité de projection.

**Il est considéré que la classe de probabilité de l'accident est « D » :** « *S'est produit mais a fait l'objet de mesures correctrices réduisant significativement la probabilité* ».

- **Acceptabilité**

Avec une classe de probabilité « D », le risque de projection de tout ou partie de pale pour les aérogénérateurs est évalué comme acceptable dans le cas d'un nombre de personnes permanentes (ou équivalent) inférieur à 1000 dans la zone d'effet.

Le tableau suivant rappelle, pour les aérogénérateurs du parc éolien d'Eolis. Les quatre chemins, la gravité associée et le niveau de risque (acceptable/inacceptable) :

<b>Projection de pale ou de fragment de pale (Zone de 500 m autour des aérogénérateurs)</b>		
<i>Aérogénérateur</i>	<i>Gravité</i>	<i>Acceptabilité</i>
<b>Aérogénérateur n°1</b>	<b>Modéré</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°2</b>	<b>Modéré</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°3</b>	<b>Important</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°4</b>	<b>Modéré</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°5</b>	<b>Modéré</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°6</b>	<b>Important</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°7</b>	<b>Modéré</b>	<b>Acceptable</b>

**Ainsi, pour le parc éolien de l'Épinette le phénomène de projection de pale ou de fragment de pale des aérogénérateurs constitue un risque acceptable pour les personnes.**

## 8.2.5 PROJECTION DE GLACE

- **Zone d'effet**

L'accidentologie rapporte quelques cas de projection de glace. Ce phénomène est connu et possible, mais reste difficilement observable et n'a jamais occasionné de dommage sur les personnes ou les biens.

En ce qui concerne la distance maximale atteinte par ce type de projectiles, il n'existe pas d'information dans l'accidentologie. La référence [14] propose une distance d'effet fonction de la hauteur et du diamètre de l'aérogénérateur, dans le cas où le nombre de jours de glace est important et où l'aérogénérateur n'est pas équipé d'un système d'arrêt en cas de givre ou de glace :

**Distance d'effet = 1,5 x (hauteur de moyeu + diamètre du rotor)**  
**Soit pour le présent projet :**

Projection de glace depuis les 4 modèles d'aérogénérateur	Senvion 3.4M104 @98m	Vestas V112-3.3 @94m	Siemens SWT-3.2-101 @99,5m	General Electric GE 3.2-103 @98m
<b>Distance d'effet</b>	303m	309m	300,75m	301,95m

Pour la suite nous nous placerons toujours dans la zone d'effet maximale, c'est-à-dire dans le cas d'une **distance d'effet de 309 m**.

Cette distance de projection est jugée conservatrice dans des études postérieures [16]. A défaut de données fiables, il est proposé de considérer cette formule pour le calcul de la distance d'effet pour les projections de glace.

- **Intensité**

Pour le phénomène de projection de glace, le degré d'exposition correspond au ratio entre la surface d'un morceau de glace (cas majorant de 1 m<sup>2</sup>) et la superficie de la zone d'effet du phénomène.

Le tableau ci-dessous permet d'évaluer l'intensité du phénomène de projection de glace dans le cas du parc éolien de l'Épinette. Le calcul est présenté pour le modèle Vestas. Z<sub>I</sub> est la zone d'impact, Z<sub>E</sub> est la zone d'effet, R est la longueur de pale (R = D/2 = 56m), H la hauteur du moyeu (H = 94 m) et SG la surface majorante d'un morceau de glace (SG = 1 m<sup>2</sup>).

<b>Projection de morceaux de glace</b>			
<b>(Dans un rayon de RPG = 1,5 x (H + 2R) autour des aérogénérateurs)</b>			
<i>Zone d'impact en m<sup>2</sup></i>	<i>Zone d'effet du phénomène étudié en m<sup>2</sup></i>	<i>Degré d'exposition du phénomène étudié en %</i>	<i>Intensité</i>
$Z_I = SG$ 1 m <sup>2</sup>	$Z_E = \pi \times (1,5 \times (H + 2 \times R))^2$ 299962,4 m <sup>2</sup>	$d = Z_I / Z_E$ 0,00034% ( < 1%)	<b>Exposition modérée</b>

**L'intensité en dehors de la zone est nulle.**

Le tableau ci-après présente les résultats pour les 4 modèles d'aérogénérateur à l'étude.

	<b>Senvion 3.4M-104</b>	<b>Vestas V112-3.3 @94m</b>	<b>Siemens SWT- 3.2-101 @99,5m</b>	<b>General Electric GE 3.2-103 @98m</b>
<i>Zone d'impact en m<sup>2</sup></i>	1 m <sup>2</sup>			
<i>Zone d'effet du phénomène étudié en m<sup>2</sup></i>	288426 m <sup>2</sup>	299962 m <sup>2</sup>	284159 m <sup>2</sup>	286431 m <sup>2</sup>
<i>Degré d'exposition du phénomène étudié en %</i>	0,00034%	0,00034%	0,00035%	0,00035%
<i>Intensité</i>	<b>Exposition modérée</b>			

Tous les modèles conduisent au même résultat : **une exposition modérée dans une zone de 309 m autour des aérogénérateurs et nulle au-delà de ce périmètre.**

**Pour la suite, on se place toujours dans le scénario le plus défavorable, c'est-à-dire dans un périmètre circulaire de rayon 309 m.**

- **Gravité**

En fonction de cette intensité et des définitions issues de l'arrêté du 29 septembre 2005 (voir paragraphe 8.1.3), il est possible de définir différentes classes de gravité pour le phénomène de projection de glace, dans la zone d'effet de ce phénomène :

- Plus de 1000 personnes exposées → « Désastreux »
- Entre 100 et 1000 personnes exposées → « Catastrophique »
- Entre 10 et 100 personnes exposées → « Important »
- Moins de 10 personnes exposées → « Sérieux »
- Présence humaine inférieure à « une personne » → « Modéré »

Il a été observé dans la littérature disponible [16] qu'en cas de projection, les morceaux de glace se cassent en petits fragments dès qu'ils se détachent de la pale. La possibilité de l'impact de glace sur des personnes abritées par un bâtiment ou un véhicule est donc négligeable et ces personnes ne doivent pas être comptabilisées pour le calcul de la gravité.



Le tableau suivant indique, pour les aérogénérateurs le nombre de personnes exposées dans la zone d'effet du phénomène de projection de glace et la gravité associée :

Projection de morceaux de glace (Dans un rayon de Risque de Projection de Glace = 309 m autour des aérogénérateurs)		
Aérogénérateur	Nombre de personnes permanentes (ou équivalent personnes permanentes)	Gravité
Aérogénérateur n°1	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>299.962/1.000.000=0,299</math></p> <p><u>Chemin communal</u> : terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 600 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9*600/100.000=0,054</math></p> <p><b>Au total : 0,299+0,024=0,353</b> personne permanente exposée  <b>Soit « inférieur à 1 personne exposée »</b></p>	<b>Modéré</b>
Aérogénérateur n°2	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>299.962/1.000.000=0,299</math></p> <p><u>Chemin agricole</u> : terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 510 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9*510/100.000=0,046</math></p> <p><b>Au total : 0,299+0,046=0,345</b> personne permanente exposée  <b>Soit « inférieur à 1 personne exposée »</b></p>	<b>Modéré</b>
Aérogénérateur n°3	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>299.962/1.000.000=0,299</math></p> <p><u>Chemin communal</u> : terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 270 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9*270/100.000=0,024</math></p>	<b>Sérieux</b>

	<p><u>Route départementale D15</u>: (2589 véhicules/j ; 510m) 0,4 personne permanente par kilomètre exposé par tranche de 100 véhicules/jour.  <math>510/1000*0.4*2589/100=5.28</math></p> <p><b>Au total : 0,299+0,024+5.28=5.6</b> personne permanente exposée  <b>Soit « moins de 10 personnes exposées »</b></p>	
Aérogénérateur n°4	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>299.962/1.000.000=0,299</math></p> <p><u>Chemin communal</u> : terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 875 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9*875/100.000=0,079</math></p> <p><b>Au total : 0,299+0,024=0,378</b> personne permanente exposée  <b>Soit « inférieur à 1 personne exposée »</b></p>	<b>Modéré</b>
Aérogénérateur n°5	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>299.962/1.000.000=0,299</math></p> <p><u>Chemin agricole</u> : terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 610 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9*610/100.000=0,055</math></p> <p><b>Au total : 0,299+0,055=0,354</b> personne permanente exposée  <b>Soit « inférieur à 1 personne exposée »</b></p>	<b>Modéré</b>
Aérogénérateur n°6	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>299.962/1.000.000=0,299</math></p> <p><u>Chemin agricole</u> : terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 880 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)</p>	<b>Sérieux</b>

	<p><math>9 \times 880 / 100.000 = 0,079</math></p> <p><u>Route départementale D15</u>: (2589 véhicules/j ; 630m) 0,4 personne permanente par kilomètre exposé par tranche de 100 véhicules/jour.  <math>630 / 1000 \times 0,4 \times 2589 / 100 = 6,52</math></p> <p><b>Au total : 0,299 + 0,055 + 6,52 = 6,87</b>                  personne permanente exposée  <b>Soit « moins de 10 personnes exposées »</b></p>	
Aérogénérateur n°7	<p><u>Champs et prairies</u> : Terrain non aménagé et très peu fréquenté, soit 1 personne par tranche de 100 hectares (1.000.000 m<sup>2</sup>)  <math>299.962 / 1.000.000 = 0,299</math></p> <p><u>Chemin communal</u> : terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 360 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9 \times 360 / 100.000 = 0,032</math></p> <p><u>Chemin forestier</u> : terrain aménagé peu fréquenté (tronçon 40 m sur 9 m de large), soit 1 personne par tranche de 10 ha (100.000 m<sup>2</sup>)  <math>9 \times 40 / 100.000 = 0,004</math></p> <p><b>Au total : 0,299 + 0,032 = 0,004</b> personne permanente exposée  <b>Soit « inférieur à 1 personne exposée »</b></p>	<b>Modéré</b>

- **Probabilité**

Au regard de la difficulté d'établir un retour d'expérience précis sur cet évènement et considérant les éléments suivants :

- Les mesures de prévention de projection de glace imposées par l'arrêté du 26 août 2011 ;
- Le recensement d'aucun accident lié à une projection de glace.

**Une probabilité forfaitaire « B – évènement probable » est proposé pour cet évènement.**

- **Acceptabilité**

Le risque de projection pour chaque aérogénérateur est évalué comme acceptable dans le cas d'un niveau de gravité « sérieux ». Cela correspond pour cet évènement à un nombre équivalent

de personnes permanentes inférieures à 10 dans la zone d'effet.

Le tableau suivant rappelle, pour les aérogénérateurs du parc éolien d'Eolis. Les quatre chemins, la gravité associée et le niveau de risque (acceptable/inacceptable):

<b>Projection de morceaux de glace</b>			
<b>(Dans un rayon de Risque de Projection de Glace = 322,5 m autour des aérogénérateurs)</b>			
<i>Aérogénérateur</i>	<i>Gravité</i>	<i>Présence d'un système d'arrêt en cas de détection ou de déduction de glace et de procédure de redémarrage</i>	<i>Acceptabilité</i>
<b>Aérogénérateur n°1</b>	<b>Modéré</b>	<b>Oui</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°2</b>	<b>Modéré</b>	<b>Oui</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°3</b>	<b>Sérieux</b>	<b>Oui</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°4</b>	<b>Modéré</b>	<b>Oui</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°5</b>	<b>Modéré</b>	<b>Oui</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°6</b>	<b>Sérieux</b>	<b>Oui</b>	<b>Acceptable</b>
<b>Aérogénérateur n°7</b>	<b>Modéré</b>	<b>Oui</b>	<b>Acceptable</b>

**Ainsi, pour le parc éolien de l'Épinette, le phénomène de projection de glace des aérogénérateurs constitue un risque acceptable pour les personnes.**

### 8.3 EFFETS CUMULÉS

---

Les effets cumulés apparaissent lorsque deux scénarios d'accident (représentés par des cercles de différents diamètres autour des éoliennes) se chevauchent. En général, les éoliennes sont suffisamment éloignées les unes des autres pour que seuls les phénomènes de projection de glace et de pale puissent être considérés comme effets cumulés.

Le niveau de risque d'un scénario d'accident est évalué selon plusieurs paramètres. Parmi ceux-ci, la probabilité et la gravité peuvent faire augmenter le niveau de risque dans le cas d'effets cumulés.

Au niveau de la probabilité, afin de changer de classe et de passer à la classe de probabilité supérieure, il faudrait un nombre élevé de scénarios qui se recoupent au même endroit (par exemple, si la probabilité d'un scénario est de  $10^{-4}$ , la probabilité d'effets cumulés de 3 fois ce scénario sera de  $3 \times 10^{-4}$  et restera donc dans la même classe de probabilité).

La gravité est déterminée à partir du nombre de personnes exposées. Ce dernier dépend de la surface de la zone concernée par le scénario et la composition de cette zone (champs, routes ...). En général, les intersections représentent une petite partie de l'aire d'étude, qui elle-même ne comporte que peu de personnes exposées. Au final, le nombre de personnes exposées dans les intersections est bien inférieur à celui présent dans l'aire d'étude entière.

En conclusion, on peut considérer que les effets cumulés sont inclus dans les scénarios simples et n'ont donc pas besoin d'être développés dans la présente étude.

## 8.4 SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE DÉTAILLÉE DES RISQUES

### 8.4.1 TABLEAU DE SYNTHÈSE DES SCÉNARIOS ÉTUDIÉS

Le tableau suivant récapitule, pour chaque événement redouté central retenu, les paramètres de risques : la cinétique, l'intensité, la gravité et la probabilité. Le tableau regroupe les éoliennes qui ont le même profil de risque.

*NB : Les résultats sont applicables aux 6 modèles d'aérogénérateurs étudiés.*

Scénario	Zone d'effet	Cinétique	Intensité	Probabilité	Gravité
Effondrement de l'aérogénérateur	Disque dont le rayon correspond à la hauteur totale en bout de pale de l'aérogénérateur  150 m	Rapide	Exposition Forte	D (pour des aérogénérateurs récents)	<b>Sérieux</b>  pour les aérogénérateurs E1, E2, E4, E5 et E7  <b>Important</b>  pour les aérogénérateurs E3, et E6
Chute d'élément de l'aérogénérateur	Zone de survol (maximale)  56 m	Rapide	Exposition Forte	C	<b>Sérieux</b>  Pour les aérogénérateurs E1 à E7
Chute de glace	Zone de survol (maximale)  56 m	Rapide	Exposition modérée	A	<b>Modéré</b>  Pour les aérogénérateurs E1 à E7
Projection de pale ou de fragment de pale	500 m autour de l'aérogénérateur	Rapide	Exposition modérée	D (pour des aérogénérateurs récents)	<b>Modéré</b>  pour les aérogénérateurs E1, E2, E4, E5 et E7  <b>Important</b>  pour les aérogénérateurs E3, et E6
Projection de glace	1,5 x (H + 2R) autour de l'aérogénérateur  309 m	Rapide	Exposition modérée	B	<b>Modéré</b>  pour les aérogénérateurs E1, E2, E4, E5 et E7  <b>Sérieux</b>  pour les aérogénérateurs E3, et E6

## 8.4.2 SYNTHÈSE DE L'ACCEPTABILITÉ DES RISQUES

Enfin, la dernière étape de l'étude détaillée des risques consiste à rappeler l'acceptabilité des accidents potentiels pour chacun des phénomènes dangereux étudiés.

Pour conclure à l'acceptabilité, la matrice de criticité ci-dessous, adaptée de la circulaire du 29 septembre 2005 reprise dans la circulaire du 10 mai 2010 mentionnée ci-dessus sera utilisée.

Conséquence	Classe de probabilité				
	E	D	C	B	A
Désastreux					
Catastrophique					
Important		Effondrement de l'aérogénérateur (E3 et E6) Projection de pale ou de fragment de pale (E3 et E6)			
Sérieux		Effondrement de l'aérogénérateur (E1, E2, E4, E5 et E7)	Chute d'éléments de l'aérogénérateur (E1 à E7)	Projection de glace (E3 et E6)	
Modéré		Projection de pale ou de fragment de pale (E1, E2, E4, E5 et E7)		Projection de glace (E1, E2, E4, E5 et E7)	Chute de glace (E1 à E7)

Légende de la matrice :

Niveau de risque	Couleur	Acceptabilité
Risque très faible		Acceptable
Risque faible		Acceptable
Risque important		Non acceptable

Il apparaît au regard de la matrice ainsi complétée que :

- Aucun accident n'apparaît dans les cases rouges de la matrice ;
- Certains accidents figurent en case jaune. Pour ces accidents, il convient de souligner que les fonctions de sécurité détaillées dans la partie 7.6 sont mises en place.

---

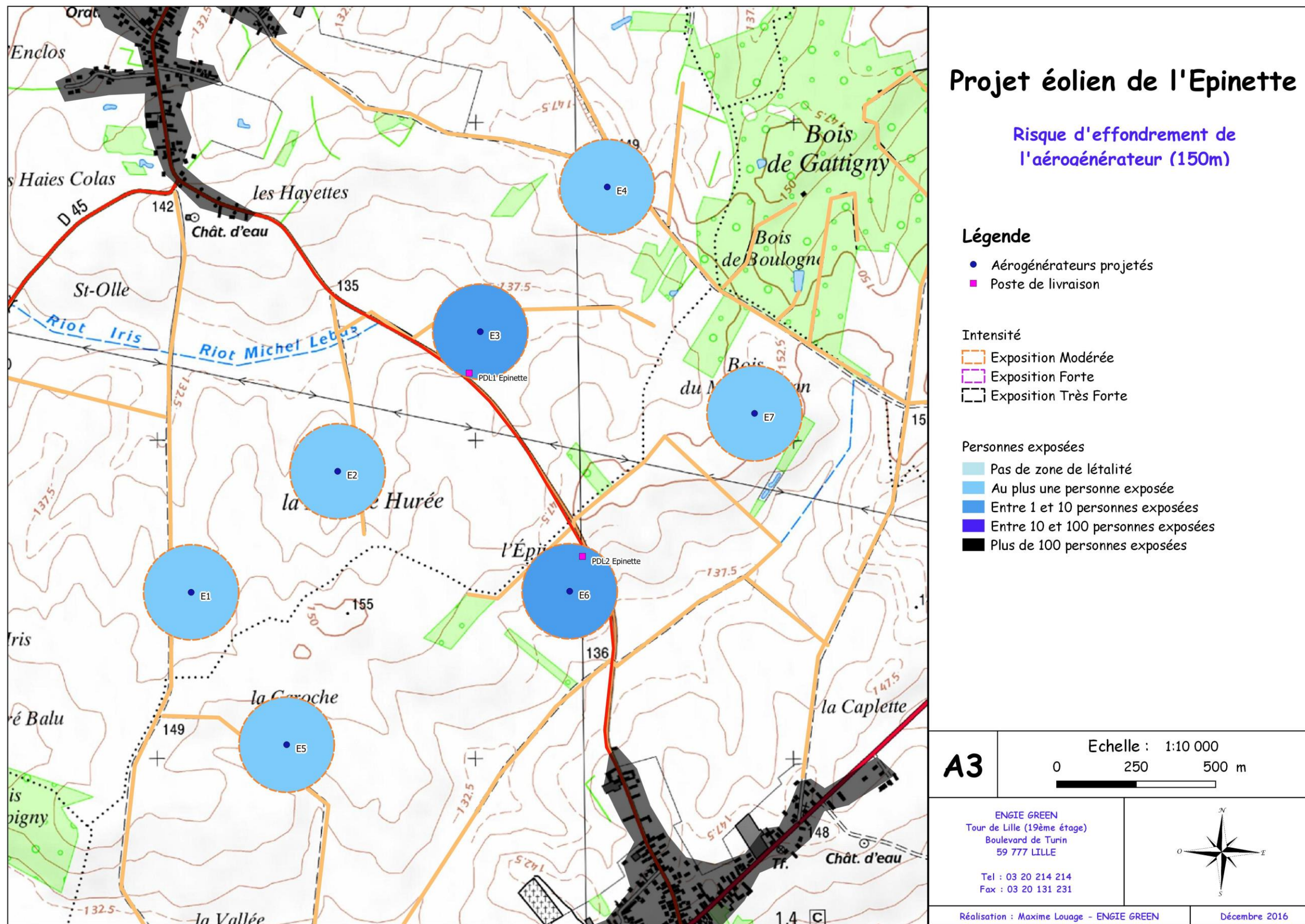
### 8.4.3 CARTOGRAPHIE DES RISQUES

---

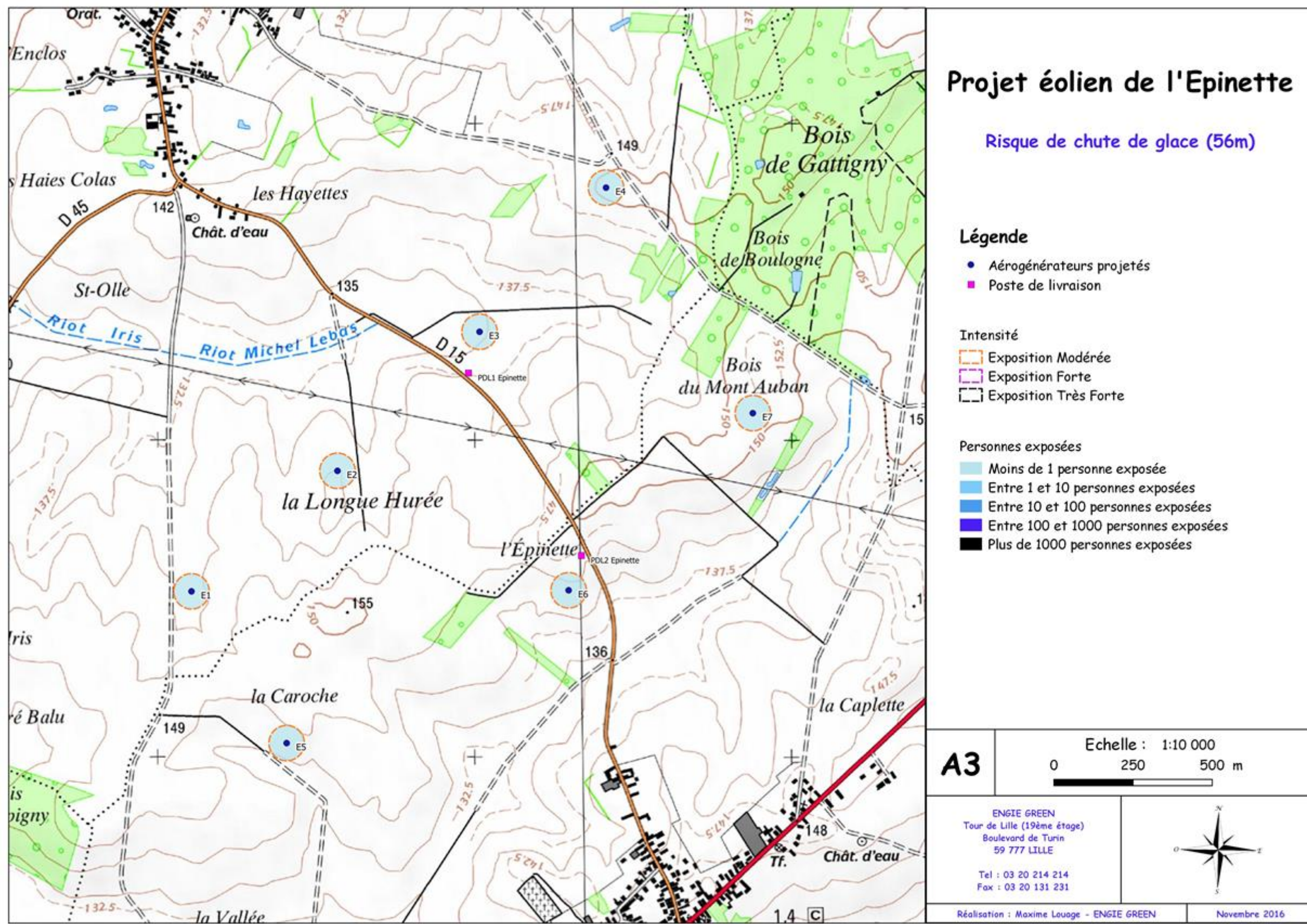
Les cartes ci-dessous synthétisent chaque scénario détaillé pour les aérogénérateurs du parc de l'Épinette. Elles font apparaître :

- les enjeux étudiés dans l'étude détaillée des risques ;
- l'intensité des phénomènes dangereux ;
- une représentation graphique de la probabilité d'atteinte des enjeux.

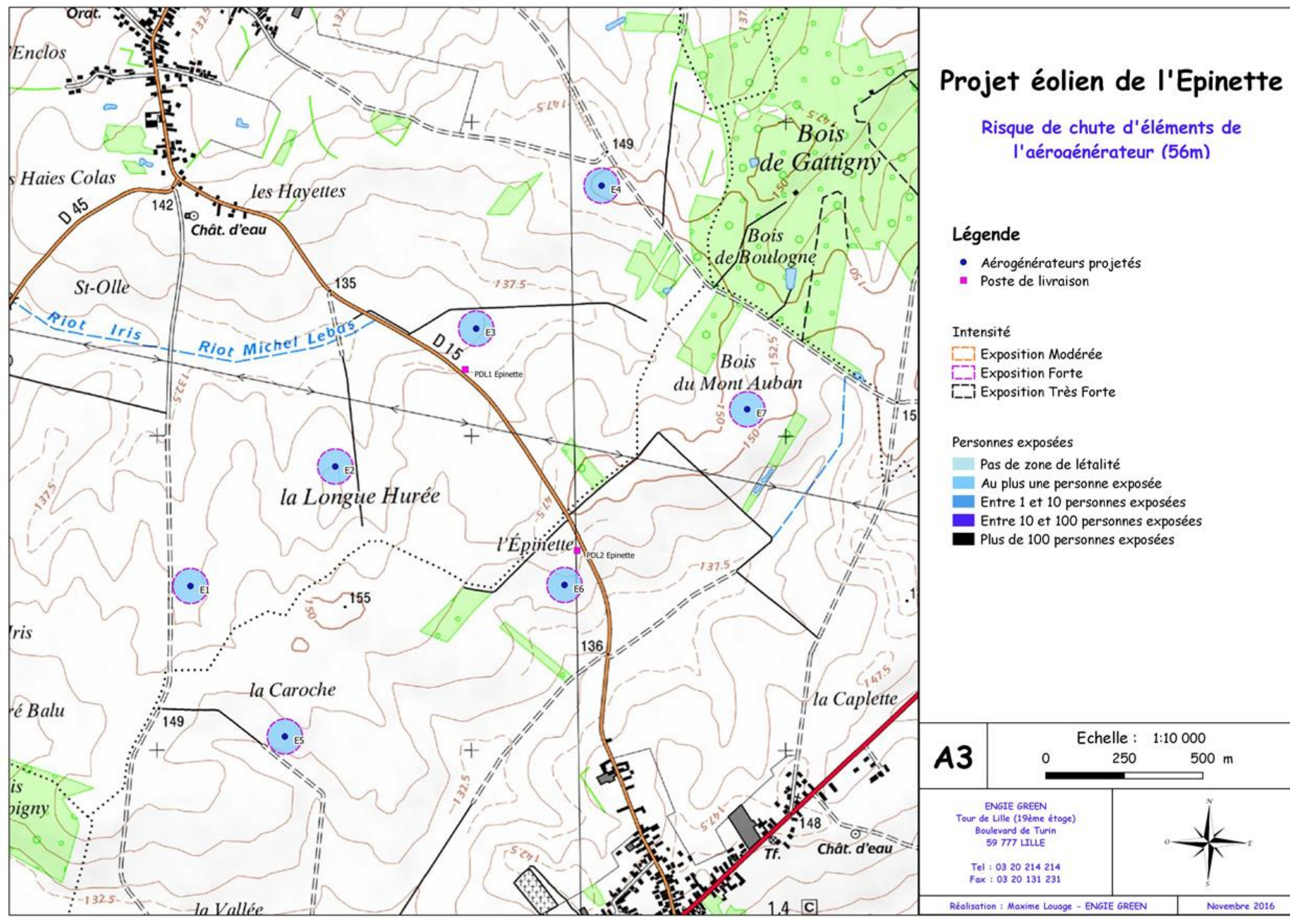




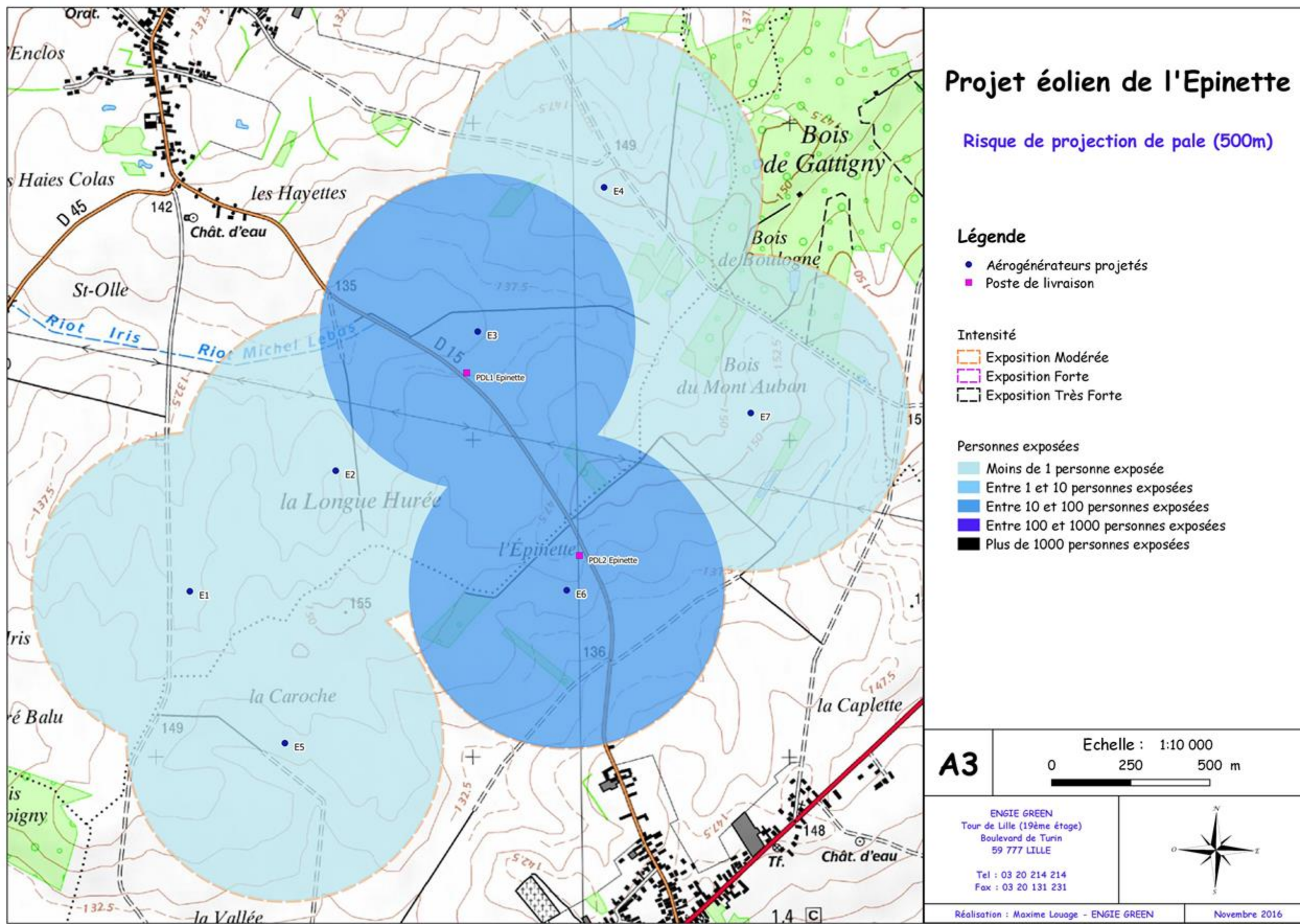
Carte 24 : Synthèse du risque d'effondrement (source : ENGIE GREEN – 2016)



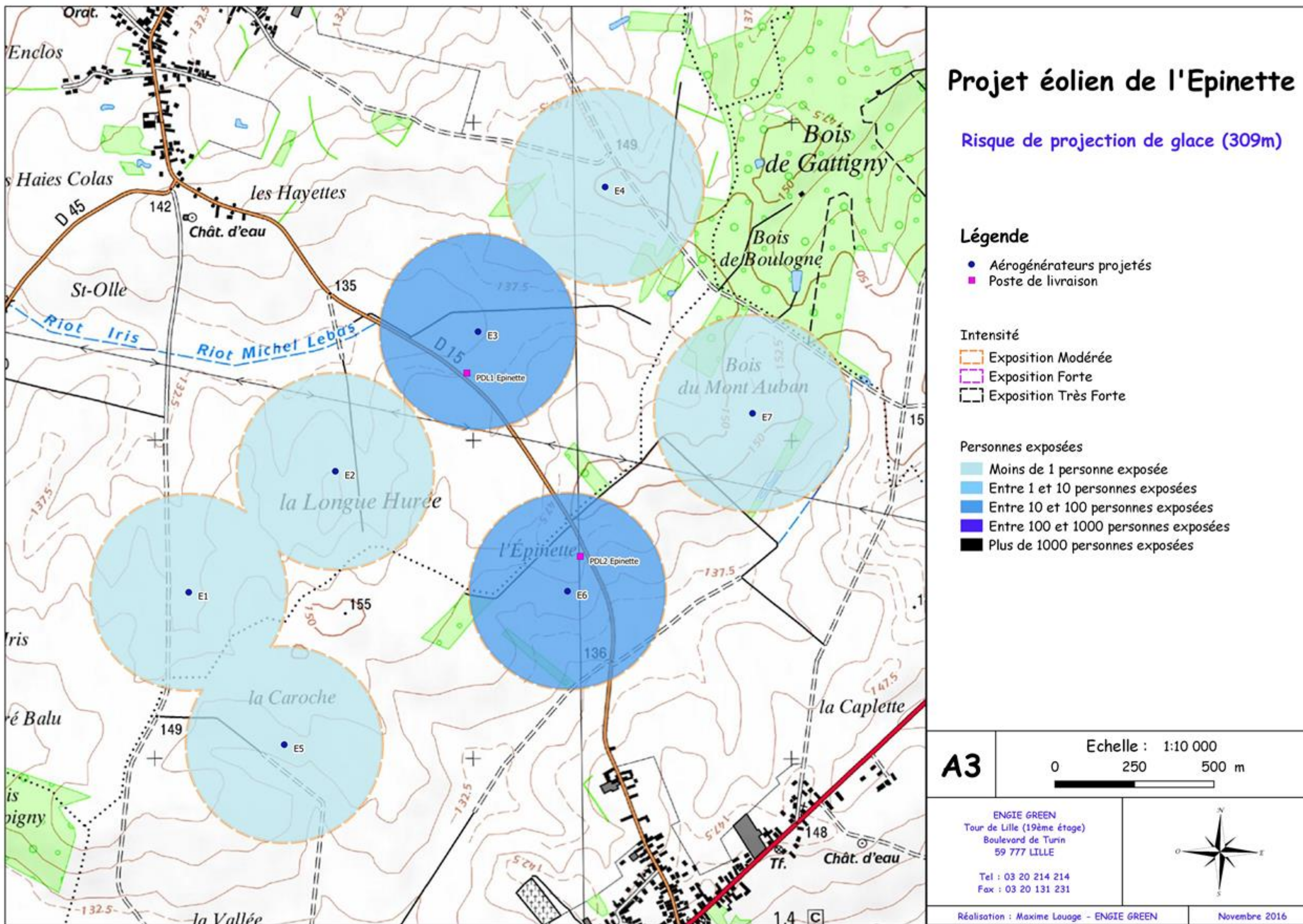
Carte 25 : Synthèse du risque de chute de glace (source : ENGIE GREEN – 2016)



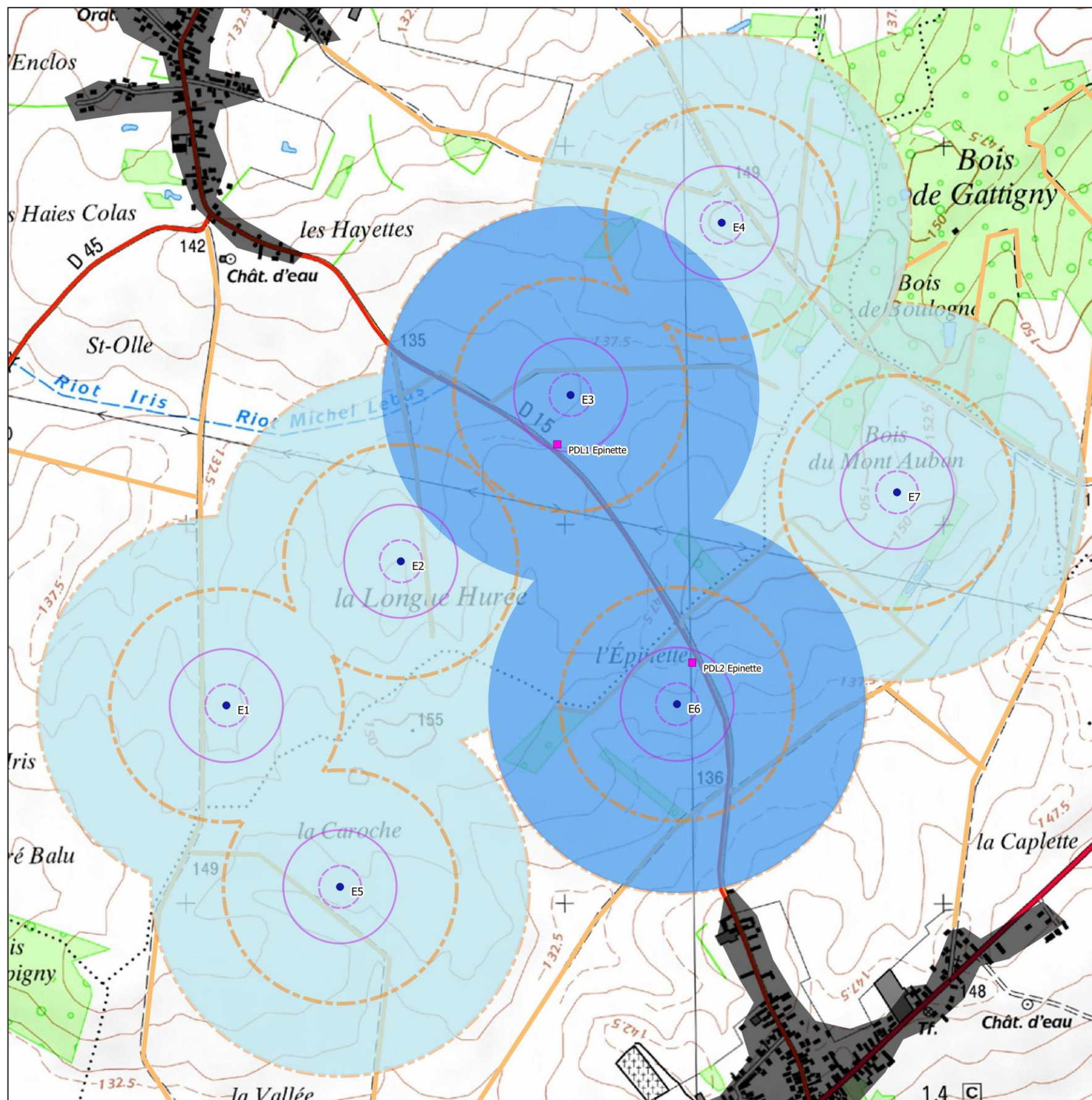
Carte 26 : Synthèse du risque de chute d'éléments (source : ENGIE GREEN – 2016)



Carte 27 : Synthèse du risque de projection de pale (source : ENGIE GREEN – 2016)



Carte 28 : Synthèse du risque de projection de glace (source : ENGIE GREEN – 2016)



## Projet éolien de l'Épinette

### Synthèse des scénarios

#### Légende

- Aérogénérateurs projetés
- Poste de livraison

#### Représentation des scénarios

- Effondrement de l'aérogénérateur
- Projection de glace
- Projection de pale
- Chute de glace ou d'éléments

#### Intensité

- Exposition Modérée
- Exposition Forte

#### Personnes exposées

- Au plus 1 personne exposée
- Entre 1 et 10 personnes exposées
- Entre 10 et 100 personnes exposées

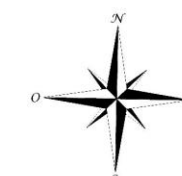
A3

Echelle : 1:10 000

0 250 500 m

ENGIE GREEN  
Tour de Lille (19ème étage)  
Boulevard de Turin  
59 777 LILLE

Tel : 03 20 214 214  
Fax : 03 20 131 231



Réalisation : Maxime Louage - ENGIE GREEN

Décembre 2016

Carte 29 : Synthèse de l'ensemble des risques (source : ENGIE GREEN - 2016)

## 9 CONCLUSION

---

Les principaux accidents majeurs identifiés pour le projet de l'Épinette sont :

- La chute de glace ;
- La projection de glace ;
- La projection de tout ou partie de pale de l'aérogénérateur ;
- La chute d'éléments de l'aérogénérateur ;
- L'effondrement de l'aérogénérateur.

Les tableaux ci-dessous synthétisent la probabilité et la gravité finale de ces accidents, les principales mesures de maîtrise des risques mises en place et l'acceptabilité des accidents. Pour rappel, tous ces accidents sont limités à une zone géographique clairement limitée par le gabarit-type (périmètre de projection ou de chute), avec des probabilités associées à chaque événement.

NB : Ces résultats sont transposables aux 4 modèles d'aérogénérateurs, étant donné que les études ont été menées à chaque fois pour chaque scénario en maximisant la zone d'effet

Aérogénérateur	Evènement	Probabilité	Gravité	Mesures de sécurité	Niveau de risque
<p>Aérogénérateur n°1</p> <p>Aire d'étude : Zone peu fréquentée</p> <p>Chemin communal</p> <p>Chemin agricole</p>	Effondrement	D	Sérieux	Respect spécifications constructeur Calcul des fondations et vérifications Contrôles techniques Inspections et maintenance	Acceptable
	Chute de glace	A	Modéré	Système de détection de givre Panneau d'alerte en entrée de plateforme	Acceptable
	Chute d'éléments	C	Sérieux	Respect instructions de montage Contrôles qualité à la fabrication Inspections régulières	Acceptable
	Projection de tout ou partie de pale	D	Sérieux	Respect instructions de montage Contrôles qualité à la fabrication Inspections régulières Arrêt automatique à partir d'un seuil de vitesse de vent Détection incendie Protection foudre	Acceptable
	Projection de glace	B	Modéré	Système de détection de givre Détection de balourd et de vibration Procédure de redémarrage	Acceptable



Aérogénérateur	Evènement	Probabilité	Gravité	Mesures de sécurité	Niveau de risque
Aérogénérateur n°2 Aire d'étude : Zone peu fréquentée Chemin agricole	Effondrement	D	Sérieux	Respect spécifications constructeur Calcul des fondations et vérifications Contrôles techniques Inspections et maintenance	Acceptable
	Chute de glace	A	Modéré	Système de détection de givre Panneau d'alerte en entrée de plateforme	Acceptable
	Chute d'élément	C	Sérieux	Respect instructions de montage Contrôles qualité à la fabrication Inspections régulières	Acceptable
	Projection de tout ou partie de pale	D	Sérieux	Respect instructions de montage Contrôles qualité à la fabrication Inspections régulières Arrêt automatique à partir d'un seuil de vitesse de vent Détection incendie Protection foudre	Acceptable
	Projection de glace	B	Modéré	Système de détection de givre Détection de balourd et de vibration Procédure de redémarrage	Acceptable

Aérogénérateur	Evènement	Probabilité	Gravité	Mesures de sécurité	Niveau de risque
Aérogénérateur n°3 Aire d'étude : Zone peu fréquentée Route Départementale D15 Chemin agricole	Effondrement	D	Important	Respect spécifications constructeur Calcul des fondations et vérifications Contrôles techniques Inspections et maintenance	Acceptable
	Chute de glace	A	Modéré	Système de détection de givre Panneau d'alerte en entrée de plateforme	Acceptable
	Chute d'élément	C	Sérieux	Respect instructions de montage Contrôles qualité à la fabrication Inspections régulières	Acceptable
	Projection de tout ou partie de pale	D	Important	Respect instructions de montage Contrôles qualité à la fabrication Inspections régulières Arrêt automatique à partir d'un seuil de vitesse de vent Détection incendie Protection foudre	Acceptable
	Projection de glace	B	Modéré	Système de détection de givre Détection de balourd et de vibration Procédure de redémarrage	Acceptable

Aérogénérateur	Evènement	Probabilité	Gravité	Mesures de sécurité	Niveau de risque
Aérogénérateur n°4 Aire d'étude : Zone peu fréquentée Chemin communal Chemin agricole Chemin forestier	Effondrement	D	Sérieux	Respect spécifications constructeur Calcul des fondations et vérifications Contrôles techniques Inspections et maintenance	Acceptable
	Chute de glace	A	Modéré	Système de détection de givre Panneau d'alerte en entrée de plateforme	Acceptable
	Chute d'élément	C	Sérieux	Respect instructions de montage Contrôles qualité à la fabrication Inspections régulières	Acceptable
	Projection de tout ou partie de pale	D	Sérieux	Respect instructions de montage Contrôles qualité à la fabrication Inspections régulières Arrêt automatique à partir d'un seuil de vitesse de vent Détection incendie Protection foudre	Acceptable
	Projection de glace	B	Modéré	Système de détection de givre Détection de balourd et de vibration Procédure de redémarrage	Acceptable

Aérogénérateur	Evènement	Probabilité	Gravité	Mesures de sécurité	Niveau de risque
Aérogénérateur n°5 Aire d'étude : Zone peu fréquentée Chemin communal Chemin agricole	Effondrement	D	Sérieux	Respect spécifications constructeur Calcul des fondations et vérifications Contrôles techniques Inspections et maintenance	Acceptable
	Chute de glace	A	Modéré	Système de détection de givre Panneau d'alerte en entrée de plateforme	Acceptable
	Chute d'élément	C	Sérieux	Respect instructions de montage Contrôles qualité à la fabrication Inspections régulières	Acceptable
	Projection de tout ou partie de pale	D	Sérieux	Respect instructions de montage Contrôles qualité à la fabrication Inspections régulières Arrêt automatique à partir d'un seuil de vitesse de vent Détection incendie Protection foudre	Acceptable
	Projection de glace	B	Modéré	Système de détection de givre Détection de balourd et de vibration Procédure de redémarrage	Acceptable

Aérogénérateur	Evènement	Probabilité	Gravité	Mesures de sécurité	Niveau de risque
Aérogénérateur n°6 Aire d'étude : Zone peu fréquentée Route départemental D15 Chemin agricole	Effondrement	D	Important	Respect spécifications constructeur Calcul des fondations et vérifications Contrôles techniques Inspections et maintenance	Acceptable
	Chute de glace	A	Modéré	Système de détection de givre Panneau d'alerte en entrée de plateforme	Acceptable
	Chute d'élément	C	Sérieux	Respect instructions de montage Contrôles qualité à la fabrication Inspections régulières	Acceptable
	Projection de tout ou partie de pale	D	Important	Respect instructions de montage Contrôles qualité à la fabrication Inspections régulières Arrêt automatique à partir d'un seuil de vitesse de vent Détection incendie Protection foudre	Acceptable
	Projection de glace	B	Modéré	Système de détection de givre Détection de balourd et de vibration Procédure de redémarrage	Acceptable

Aérogénérateur	Evènement	Probabilité	Gravité	Mesures de sécurité	Niveau de risque
Aérogénérateur n°7  Aire d'étude : Zone peu fréquentée  Chemin communal Chemin agricole Chemin forestier	Effondrement	D	Sérieux	Respect spécifications constructeur Calcul des fondations et vérifications Contrôles techniques Inspections et maintenance	Acceptable
	Chute de glace	A	Modéré	Système de détection de givre Panneau d'alerte en entrée de plateforme	Acceptable
	Chute d'élément	C	Sérieux	Respect instructions de montage Contrôles qualité à la fabrication Inspections régulières	Acceptable
	Projection de tout ou partie de pale	D	Sérieux	Respect instructions de montage Contrôles qualité à la fabrication Inspections régulières Arrêt automatique à partir d'un seuil de vitesse de vent Détection incendie Protection foudre	Acceptable
	Projection de glace	B	Modéré	Système de détection de givre Détection de balourd et de vibration Procédure de redémarrage	Acceptable

Pour rappel, les scénarios suivants ont été exclus de l'analyse détaillée des risques en raison de leur faible intensité :

- Incendie de l'aérogénérateur : les effets thermiques seront faibles au vu de la hauteur de la nacelle ;
- Incendie du poste de livraison : les effets ressentis seront mineurs de part la structure en béton du poste ;
- Infiltration d'huile dans le sol : les volumes engagés dans les aérogénérateurs sont faibles.

**Au vu des résultats de l'analyse détaillée des risques, les mesures de maîtrise des risques mises en place sur l'installation sont suffisantes pour garantir un risque acceptable pour chaque phénomène présenté.**

## 10 ANNEXES

---

### 10.1 ANNEXE 1 : METHODE DE COMPTAGE DES PERSONNES POUR LA DETERMINATION DE LA GRAVITE POTENTIELLE D'UN ACCIDENT A PROXIMITE D'UN AEROGENERATEUR

---

La détermination du nombre de personnes permanentes (ou équivalent personnes permanentes) présentes dans chacune des zones d'effet se base sur la fiche n°1 de la circulaire du 10 mai 2010 relative aux règles méthodologiques applicables aux études de dangers. Cette fiche permet de compter aussi simplement que possible, selon des règles forfaitaires, le nombre de personnes exposées dans chacune des zones d'effet des phénomènes dangereux étudiés.

Dans le cadre de l'étude de dangers des parcs éoliens, cette méthode permet tout d'abord, au stade de la description de l'environnement de l'installation (partie 3.4), de comptabiliser les enjeux humains présents dans les ensembles homogènes (terrains non bâtis, voies de circulation, zones habitées, ERP, zones industrielles, commerces ...) situés dans l'aire d'étude de l'aérogénérateur considéré.

D'autre part, cette méthode permet ensuite de déterminer la gravité associée à chaque phénomène dangereux retenu dans l'étude détaillée des risques (partie 8).

#### **Terrains non bâtis**

Terrains non aménagés et très peu fréquentés (champs, prairies, forêts, friches, marais ...) : compter 1 personne par tranche de 100 ha.

Terrains aménagés mais peu fréquentés (voies de circulation non structurantes, chemins agricoles, plateformes de stockage, vignes, jardins et zones horticoles, gares de triage ...) : compter 1 personne par tranche de 10 ha.

Terrains aménagés et potentiellement fréquentés ou très fréquentés (parkings, parcs et jardins publics, zones de baignades surveillées, terrains de sport (sans gradin) ...) : compter la capacité du terrain et a minima 10 personnes par ha.

#### **Voies de circulation**

Les voies de circulation n'ont à être prises en compte que si elles sont empruntées par un nombre significatif de personnes. En effet, les voies de circulation non structurantes (< 2.000 véhicules/jour) sont déjà comptées dans la catégorie des terrains aménagés mais peu fréquentés.

- **Voies de circulation automobiles**

Dans le cas général, on comptera 0,4 personne permanente par kilomètre exposé par tranche de 100 véhicules/jour.

*Exemple : 20.000 véhicules/jour sur une zone de 500 m = 0,4 x 0,5 x 20.000/100 = 40 personnes.*

Nombre de personnes exposées sur voies de communication structurantes en fonction du linéaire et du trafic											
		Linéaire de route compris dans la zone d'effet (en m)									
		100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
Trafic (en véhicules/jour)	2 000	0,8	1,6	2,4	3,2	4	4,8	5,6	6,4	7,2	8
	3 000	1,2	2,4	3,6	4,8	6	7,2	8,4	9,6	10,8	12
	4 000	1,6	3,2	4,8	6,4	8	9,6	11,2	12,8	14,4	16
	5 000	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
	7 500	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30
	10 000	4	8	12	16	20	24	28	32	36	40
	20 000	8	16	24	32	40	48	56	64	72	80
	30 000	12	24	36	48	60	72	84	96	108	120
	40 000	16	32	48	64	80	96	112	128	144	160
	50 000	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200
	60 000	24	48	72	96	120	144	168	192	216	240
	70 000	28	56	84	112	140	168	196	224	252	280
	80 000	32	64	96	128	160	192	224	256	288	320
90 000	36	72	108	144	180	216	252	288	324	360	
100 000	40	80	120	160	200	240	280	320	360	400	

### o Voies ferroviaires

Train de voyageurs : compter 1 train équivalent à 100 véhicules (soit 0,4 personne exposée en permanence par kilomètre et par train), en comptant le nombre réel de trains circulant quotidiennement sur la voie.

### o Voies navigables

Compter 0,1 personne permanente par kilomètre et par péniche/jour.

### o Chemins et voies piétonnes

Les chemins et voies piétonnes ne sont pas à prendre en compte, sauf pour les chemins de randonnées, car les personnes les fréquentant sont généralement déjà comptées comme habitants ou salariés exposés.

Pour les chemins de promenade, de randonnée : compter 2 personnes pour 1 km par tranche de 100 promeneurs/jour en moyenne.

### Logements

Pour les logements : compter la moyenne INSEE par logement (par défaut : 2,5 personnes), sauf si les données locales indiquent un autre chiffre.

### Etablissements Recevant du Public (ERP)

Compter les ERP (bâtiments d'enseignement, de service public, de soins, de loisir, religieux, grands centres commerciaux ...) en fonction de leur capacité d'accueil (au sens des catégories du code de la construction et de l'habitation), le cas échéant sans compter leurs routes d'accès (cf. paragraphe sur les voies de circulation automobiles).

Les commerces et ERP de catégorie 5 dont la capacité n'est pas définie peuvent être traités de la façon suivante :

- Compter 10 personnes par magasin de détail de proximité (boulangerie et autre alimentation, presse et coiffeur) ;



- Compter 15 personnes pour les tabacs, cafés, restaurants, supérettes et bureaux de poste.

Les chiffres précédents peuvent être remplacés par des chiffres issus du retour d'expérience local pour peu qu'ils restent représentatifs du maximum de personnes présentes et que la source du chiffre soit soigneusement justifiée.

Une distance d'éloignement de 500 m aux habitations est imposée par la loi. La présence d'habitations ou d'ERP se rencontrera peu en pratique.

### **Zones d'activité**

Zones d'activités (industriels et autres activités ne recevant pas habituellement de public) : prendre le nombre de salariés (ou le nombre maximal de personnes présentes simultanément dans le cas de travail en équipes), le cas échéant sans compter leurs routes d'accès.

## 10.2 ANNEXE 2 : TABLEAU DE L'ACCIDENTOLOGIE FRANÇAISE

Le tableau ci-dessous a été établi par le groupe de travail constitué pour la réalisation du guide de l'EDD SER-FEE INERIS. Il recense l'ensemble des accidents et incidents connus en France concernant la filière éolienne entre 2000 et fin 2011. L'analyse de ces données est présentée dans le chapitre 6. de la présente étude.

Type d'accident	Date	Nom du parc	Département	Puissance (en MW)	Année de mise en service	Technologie récente	Description sommaire de l'accident et dégâts	Cause probable de l'accident	Source(s) de l'information
Effondrement	Novembre 2000	Port la Nouvelle	Aude	0,5	1993	Non	Le mât d'un aérogénérateur s'est plié lors d'une tempête suite à la perte d'une pale (coupure courant prolongée pendant 4 jours suite à la tempête)	Tempête avec foudre répétée	Rapport du CGM Site Vent de Colère
Rupture de pale	2001	Sallèles-Limousis	Aude	0,75	1998	Non	Bris de pales en bois (avec inserts)	?	Site Vent de Colère
Effondrement	01/02/2002	Wormhout	Nord	0,4	1997	Non	Bris d'hélice et mât plié	Tempête	Rapport du CGM Site Vent du Bocage
Maintenance	01/07/2002	Port la Nouvelle - Sigean	Aude	0,66	2000	Oui	Grave électrisation avec brûlures d'un technicien	Lors de mesures pour cartériser la partie haute d'un transformateur 690V/20kV en tension. Le mètre utilisé par la victime, déroulé sur 1,46m, s'est soudainement plié et est entré dans la zone du transformateur, créant un arc électrique.	Rapport du CGM

Type d'accident	Date	Nom du parc	Département	Puissance (en MW)	Année de mise en service	Technologie récente	Description sommaire de l'accident et dégâts	Cause probable de l'accident	Source(s) de l'information
Effondrement	28/12/2002	Névian - Grande Garrigue	Aude	0,85	2002	Oui	Effondrement d'un aérogénérateur suite au dysfonctionnement du système de freinage	Tempête + dysfonctionnement du système de freinage	Rapport du CGM Site Vent de Colère Article de presse (Midi Libre)
Rupture de pale	25/02/2002	Sallèles-Limousis	Aude	0,75	1998	Non	Bris de pale en bois (avec inserts) sur un aérogénérateur bipale	Tempête	Article de presse (La Dépêche du 26/03/2003)
Rupture de pale	05/11/2003	Sallèles-Limousis	Aude	0,75	1998	Non	Bris de pales en bois (avec inserts) sur trois aérogénérateurs. Morceaux de pales disséminés sur 100m.	Dysfonctionnement du système de freinage	Rapport du CGM Article de presse (Midi Libre du 15/11/2003)
Effondrement	01/01/2004	Le Portel – Boulogne sur Mer	Pas de Calais	0,75	2002	Non	Cassure d'une pale, chute du mât et destruction totale. Une pale tombe sur la plage et les deux autres dérivent sur 8 kms.	Tempête	Base de données ARIA Rapport du CGM Site Vent de Colère Articles de presse (Windpower Monthly May 2004, La Voix du Nord du 02/01/2004)
Effondrement	20/03/2004	Loon Plage – Port de Dunkerque	Nord	0,3	1996	Non	Couchage du mât d'un des 9 aérogénérateurs suite à l'arrachement de la fondation	Rupture de 3 des 4 micropieux de la fondation, erreur de calcul (facteur de 10)	Base de données ARIA Rapport du CGM Site Vent de Colère Articles de presse (La Voix du Nord du 20/03/2004 et du 21/03/2004)
Rupture de pale	22/06/2004 et 08/07/2004	Pleyber-Christ - Site du Télégraphe	Finistère	0,3	2001	Non	Survitesse puis éjection de bouts de pales de 1,5 et 2,5m à 50m, mat intact	Tempête + problème d'allongement des pales et retrait de sécurité (débridage)	Rapport du CGM Articles de presse (Le Télégramme, Ouest France du 09/07/2004)
Rupture de pale	2004	Escales-Conilhac	Aude	0,75	2003	Non	Bris de trois pales		Site Vent de Colère

Type d'accident	Date	Nom du parc	Département	Puissance (en MW)	Année de mise en service	Technologie récente	Description sommaire de l'accident et dégâts	Cause probable de l'accident	Source(s) de l'information
Rupture de pale	22/12/2004	Montjoyer-Rochefort	Drôme	0,75	2004	Non	Bris des trois pales et début d'incendie sur un aérogénérateur (survitesses de plus de 60 tr/min)	Survitesse due à une maintenance en cours, problème de régulation, et dysfonctionnement du système de freinage	Base de données ARIA Article de presse (La Tribune du 30/12/2004) Site Vent de Colère
Rupture de pale	2005	Wormhout	Nord	0,4	?	Non	Bris de pale		Site Vent de Colère
Rupture de pale	08/10/2006	Pleyber-Christ - Site du Télégraphe	Finistère	0,3	2004	Non	Chute d'une pale de 20m pesant 3 tonnes	Allongement des pales et retrait de sécurité (débridage), pas de REX suite aux précédents accidents sur le même parc	Site FED Articles de presse (Ouest France) Journal FR3
Incendie	18/11/2006	Roquetailla de	Aude	0,66	2001	Oui	Acte de malveillance: explosion de bonbonne de gaz au pied de 2 aérogénérateurs. L'une d'entre elles a mis le feu en pieds de mat qui s'est propagé jusqu'à la nacelle.	Malveillance / incendie criminel	Communiqués de presse exploitant Articles de presse (La Dépêche, Midi Libre)
Effondrement	03/12/2006	Bondues	Nord	0,08	1993	Non	Sectionnement du mât puis effondrement d'un aérogénérateur dans une zone industrielle	Tempête (vents mesurés à 137Kmh)	Article de presse (La Voix du Nord)
Rupture de pale	31/12/2006	Ally	Haute-Loire	1,5	2005	Oui	Chute de pale lors d'un chantier de maintenance visant à remplacer les rotors	Accident faisant suite à une opération de maintenance	Site Vent de Colère
Rupture de pale	03/2007	Clitourps	Manche	0,66	2005	Oui	Rupture d'un morceau de pale de 4m et éjection à plus de 200m de distance dans un champ	Cause pas éclaircie	Site FED

Type d'accident	Date	Nom du parc	Département	Puissance (en MW)	Année de mise en service	Technologie récente	Description sommaire de l'accident et dégâts	Cause probable de l'accident	Source(s) de l'information
Chute d'élément	11/10/2007	Plouvien	Finistère	1,3	2007	Non	Chute d'un élément de la nacelle (trappe de visite de 50 cm de diamètre)	Défaut au niveau des charnières de la trappe de visite. Correctif appliqué et retrofit des boulons de charnières effectué sur toutes les machines en exploitation.	Article de presse (Le Télégramme)
Emballement	03/2008	Dinéault	Finistère	0,3	2002	Non	Emballement de l'aérogénérateur mais pas de bris de pale	Tempête + système de freinage hors service (boulon manquant)	Base de données ARIA
Collision avion	04/2008	Plouguin	Finistère	2	2004	Non	Léger choc entre l'aile d'un bimoteur Beechcraftch (liaison Ouessant-Brest) et une pale d'aérogénérateur à l'arrêt. Perte d'une pièce de protection au bout d'aile. Mise à l'arrêt de la machine pour inspection.	Mauvaise météo, conditions de vol difficiles (sous le plafond des 1000m imposé par le survol de la zone) et faute de pilotage (altitude trop basse)	Articles de presse (Le Télégramme, Le Post)
Rupture de pale	19/07/2008	Erize-la-Brûlée - Voie Sacrée	Meuse	2	2007	Oui	Chute de pale et projection de morceaux de pale suite à un coup de foudre	Foudre + défaut de pale	Communiqué de presse exploitant Article de presse (l'Est Républicain 22/07/2008)
Incendie	28/08/2008	Vauvillers	Somme	2	2006	Oui	Incendie de la nacelle	Problème au niveau d'éléments électroniques	Dépêche AFP 28/08/2008
Rupture de pale	26/12/2008	Raival - Voie Sacrée	Meuse	2	2007	Oui	Chute de pale		Communiqué de presse exploitant Article de presse (l'Est Républicain)

Type d'accident	Date	Nom du parc	Département	Puissance (en MW)	Année de mise en service	Technologie récente	Description sommaire de l'accident et dégâts	Cause probable de l'accident	Source(s) de l'information
Maintenance	26/01/2009	Clastres	Aisne	2,75	2004	Oui	Accident électrique ayant entraîné la brûlure de deux agents de maintenance	Accident électrique (explosion d'un convertisseur)	Base de données ARIA
Rupture de pale	08/06/2009	Bollène	Vaucluse	2,3	2009	Oui	Bout de pale d'un aérogénérateur ouvert	Coup de foudre sur la pale	Interne exploitant
Incendie	21/10/2009	Froidfond - Espinassière	Vendée	2	2006	Oui	Incendie de la nacelle	Court-circuit dans transformateur sec embarqué en nacelle ?	Article de presse (Ouest-France) Communiqué de presse exploitant Site FED
Incendie	30/10/2009	Freyssenet	Ardèche	2	2005	Oui	Incendie de la nacelle	Court-circuit faisant suite à une opération de maintenance	Base de données ARIA Site FED Article de presse (Le Dauphiné)
Maintenance	20/04/2010	Toufflers	Nord	0,15	1993	Non	Décès d'un technicien au cours d'une opération de maintenance	Crise cardiaque	Article de presse (La Voix du Nord 20/04/2010)
Effondrement	30/05/2010	Port la Nouvelle	Aude	0,2	1991	Non	Effondrement d'un aérogénérateur	Le rotor avait été endommagé par l'effet d'une survitesse. La dernière pale (entière) a pris le vent créant un balourd. Le sommet de la tour a plié et est venu buter contre la base entraînant la chute de l'ensemble.	Interne exploitant
Incendie	19/09/2010	Montjoyer-Rochefort	Drôme	0,75	2004	Non	Emballement de deux aérogénérateurs et incendie des nacelles.	Maintenance en cours, problème de régulation, freinage impossible, évacuation du personnel, survitesse de +/- 60 tr/min	Articles de presse Communiqué de presse SER-FEE

Type d'accident	Date	Nom du parc	Département	Puissance (en MW)	Année de mise en service	Technologie récente	Description sommaire de l'accident et dégâts	Cause probable de l'accident	Source(s) de l'information
Maintenance	15/12/2010	Pouillé-les-Côteaux	Loire Atlantique	2,3	2010	Oui	Chute de 3 m d'un technicien de maintenance à l'intérieur de l'aérogénérateur. L'homme de 22 ans a été secouru par le GRIMP de Nantes. Aucune fracture ni blessure grave.		Interne SER-FEE
Transport	31/05/2011	Mesvres	Saône-et-Loire	-	-	-	Collision entre un train régional et un convoi exceptionnel transportant une pale d'aérogénérateur, au niveau d'un passage à niveau Aucun blessé		Article de presse (Le Bien Public 01/06/2011)

### 10.3 ANNEXE 3 : SCENARIOS GENERIQUES ISSUS DE L'ANALYSE PRELIMINAIRE DES RISQUES

---

Cette partie apporte un certain nombre de précisions par rapport à chacun des scénarios étudiés par le groupe de travail technique dans le cadre de l'analyse préliminaire des risques.

Le tableau générique issu de l'analyse préliminaire des risques présenté dans la partie 7.4 de la présente étude de dangers. Il peut être considéré comme représentatif des scénarios d'accident pouvant potentiellement se produire sur les aérogénérateurs.

La numérotation des scénarios ci-dessous reprend celle utilisée dans le tableau de l'analyse préliminaire des risques, avec un regroupement des scénarios par thématique, en fonction des typologies d'évènements redoutés centraux identifiés grâce au retour d'expérience par le groupe de travail (« G » pour les scénarios concernant la glace, « I » pour ceux concernant l'incendie, « F » pour ceux concernant les fuites, « C » pour ceux concernant la chute d'éléments de l'aérogénérateur, « P » pour ceux concernant les risques de projection et « E » pour ceux concernant les risques d'effondrement.)

- **Scénarios relatifs aux risques liés à la glace (G01 et G02)**

- **Scénario G01**

En cas de formation de glace, les systèmes de prévention intégrés stopperont le rotor. La chute de ces éléments interviendra donc dans l'aire surplombée par le rotor, le déport induit par le vent étant négligeable.

Plusieurs procédures/systèmes permettront de détecter la formation de glace :

- Système de détection de glace ;
- Arrêt préventif en cas de déséquilibre du rotor ;
- Arrêt préventif en cas de givrage de l'anémomètre.

Note : Si les enjeux principaux sont principalement humains, il conviendra d'évoquer les enjeux matériels, avec la présence éventuelle d'éléments internes au parc éolien (poste de livraison, sous-stations), ou extérieurs sous le surplomb de la machine.

- **Scénario G02**

La projection de glace depuis une éolienne en mouvement interviendra lors d'éventuels redémarrages de la machine encore « glacée », ou en cas de formation de glace sur le rotor en mouvement simultanément à une défaillance des systèmes de détection de givre et de balourd.

Aux faibles vitesses de vents (vitesse de démarrage ou « cut in »), les projections resteront limitées au surplomb de l'éolienne. A vitesse de rotation nominale, les éventuelles projections seront susceptibles d'atteindre des distances supérieures au surplomb de la machine.

- **Scénarios relatifs aux risques d'incendie (I01 à I07)**

Les éventuels incendies interviendront dans le cas où plusieurs conditions seraient réunies (ex : foudre + défaillance du système parafoudre = Incendie)

Le moyen de prévention des incendies consiste en un contrôle périodique des installations.



Dans l'analyse préliminaire des risques seulement quelques exemples sont fournis. La méthodologie suivante pourra aider à déterminer l'ensemble des scénarios devant être regardés :

- Découper l'installation en plusieurs parties : rotor, nacelle, mât, fondation et poste de livraison ;
- Déterminer à l'aide de mot-clé les différentes causes (cause 1, cause 2) d'incendie possibles.

L'incendie peut aussi être provoqué par l'échauffement des pièces mécaniques en cas d'emballement du rotor (survitesse). Plusieurs moyens sont mis en place en matière de prévention :

- Concernant le défaut de conception et fabrication : contrôle qualité ;
- Concernant le non-respect des instructions de montage et/ou de maintenance : formation du personnel intervenant, contrôle qualité (inspections) ;
- Concernant les causes externes dues à l'environnement : mise en place de solutions techniques visant à réduire l'impact. Suivant les constructeurs, certains dispositifs sont de série ou en option. Le choix des options est effectué par l'exploitant en fonction des caractéristiques du site.

L'emballement peut notamment intervenir lors de pertes d'utilités. Ces pertes d'utilités peuvent être la conséquence de deux phénomènes :

- Perte de réseau électrique : l'alimentation électrique de l'installation est nécessaire pour assurer le fonctionnement des éoliennes (orientation, appareils de mesures et de contrôle, balisage ...) ;
- Perte de communication : le système de communication entre le parc éolien et le superviseur à distance du parc peut être interrompu pendant une certaine durée.

Concernant la perte du réseau électrique, celle-ci peut être la conséquence d'un défaut sur le réseau d'alimentation du parc éolien au niveau du poste source. En fonction de leurs caractéristiques techniques, le comportement des éoliennes face à une perte d'utilité peut être différent (fonction du constructeur). Cependant, deux systèmes sont couramment rencontrés :

- Déclenchement au niveau du rotor du code de freinage d'urgence, entraînant l'arrêt des éoliennes ;
- Basculement automatique de l'alimentation principale sur l'alimentation de secours (batteries) pour arrêter les aérogénérateurs et assurer la communication vers le superviseur.

Concernant la perte de communication entre le parc éolien et le superviseur à distance, celle-ci n'entraîne pas d'action particulière en cas de perte de la communication pendant une courte durée.

En revanche, en cas de perte de communication pendant une longue durée, le superviseur du parc éolien concerné dispose de plusieurs alternatives dont deux principales :

- Mise en place d'un réseau de communication alternatif temporaire (faisceau hertzien, agent technique local ...) ;
- Mise en place d'un système autonome d'arrêt à distance du parc par le superviseur.

Les solutions aux pertes d'utilités étant diverses, les porteurs de projet pourront apporter dans leur étude de danger une description des protocoles qui seront mis en place en cas de pertes d'utilités.

- **Scénarios relatifs aux risques de fuites (F01 et F02)**

Les fuites éventuelles interviendront en cas d'erreur humaine ou de défaillance matérielle.

Une attention particulière est à porter aux mesures préventives des parcs présents dans des zones protégées au niveau environnemental, notamment en présence de périmètres de protection de captages d'eau potable (identifiés comme enjeux dans le descriptif de l'environnement de l'installation). Dans ce dernier cas, un hydrogéologue agréé devra se prononcer sur les mesures à prendre en compte pour préserver la ressource en eau, tant au niveau de l'étude d'impact que de l'étude de danger. Plusieurs mesures pourront être mises en place (photographie du fond de fouille des fondations pour montrer que la nappe phréatique n'a pas été atteinte, comblement des failles karstiques par des billes d'argile, utilisation de graisses végétales pour les engins ...).

- **Scénario F01**

En cas de rupture de flexible, perçage d'un contenant ..., il peut y avoir une fuite d'huile ou de graisse alors que l'éolienne est en fonctionnement. Les produits peuvent alors s'écouler hors de la nacelle, couler le long du mât et s'infiltrer dans le sol environnant l'éolienne.

Plusieurs procédures/actions permettront d'empêcher l'écoulement de ces produits dangereux :

- Vérification des niveaux d'huile lors des opérations de maintenance ;
- Détection des fuites potentielles par les opérateurs lors de maintenances ;
- Procédure de gestion des situations d'urgence.

Deux évènements peuvent être aggravants :

- Ecoulement de ces produits le long des pales de l'éolienne, surtout si celle-ci est en fonctionnement. Les produits seront alors projetés aux alentours ;
- Présence d'une forte pluie qui dispersera rapidement les produits dans le sol.

- **Scénario F02**

Lors d'une maintenance, les opérateurs peuvent accidentellement renverser un bidon d'huile, une bouteille de solvant, un sac de graisse ... Ces produits dangereux pour l'environnement peuvent s'échapper de l'éolienne ou être renversés hors de cette dernière et infiltrer les sols environnants.

Plusieurs procédures/actions permettront d'empêcher le renversement et l'écoulement de ces produits :

- Kits anti-pollution associés à une procédure de gestion des situations d'urgence ;
- Sensibilisation des opérateurs aux bons gestes d'utilisation des produits.

Ce scénario est à adapter en fonction des produits utilisés.

Évènement aggravant : fortes pluies qui disperseront rapidement les produits dans le sol.

- **Scénarios relatifs aux risques de chute d'éléments (C01 à C03)**

Les scénarios de chutes concernent les éléments d'assemblage des aérogénérateurs : ces chutes sont déclenchées par la dégradation d'éléments (corrosion, fissures ...) ou des défauts de maintenance (erreur humaine).

Les chutes sont limitées à un périmètre correspondant à l'aire de survol.

- **Scénarios relatifs aux risques de projection de pales ou de fragments de pales (P01 à P06)**

Les événements principaux susceptibles de conduire à la rupture totale ou partielle de la pale sont liés à 3 types de facteurs pouvant intervenir indépendamment ou conjointement :

- Défaut de conception et de fabrication ;
- Non-respect des instructions de montage et/ou de maintenance ;
- Causes externes dues à l'environnement : glace, tempête, foudre ...

Si la rupture totale ou partielle de la pale intervient lorsque l'éolienne est à l'arrêt on considère que la zone d'effet sera limitée au surplomb de l'éolienne.

Si l'éolienne est en fonctionnement la zone d'effet sera déterminée en fonction de l'étude balistique et du site.

L'emballement de l'éolienne constitue un facteur aggravant en cas de projection de tout ou partie d'une pale. Cet emballement peut notamment être provoqué par la perte d'utilité décrite ci-dessus (scénarios incendies).

- **Scénario P01**

En cas de défaillance du système d'arrêt automatique de l'éolienne en cas de survitesse, les contraintes importantes exercées sur la pale (vent trop fort) pourraient engendrer la casse de la pale et sa projection.

- **Scénario P02**

Les contraintes exercées sur les pales – contraintes mécaniques (vents violents, variation de la répartition de la masse due à la formation de givre ...), conditions climatiques (averses violentes de grêles, foudre ...) – peuvent entraîner la dégradation de l'état de surface et à terme l'apparition de fissures sur la pale.

Prévention : Maintenance préventive (inspections régulières des pales, réparations si nécessaires).

Facteur aggravant : Infiltration d'eau et formation de glace dans une fissure, vents violents, emballement de l'éolienne.

- **Scénario P03**

Un mauvais serrage de base ou le desserrage avec le temps des goujons des pales pourrait amener au décrochage total ou partiel de la pale, dans le cas de pale en plusieurs tronçons.

- **Scénarios relatifs aux risques d'effondrement des éoliennes (E01 à E10)**

Les évènements pouvant conduire à l'effondrement de l'éolienne sont liés à 3 types de facteurs pouvant intervenir indépendamment ou conjointement :

- Erreur de dimensionnement de la fondation : contrôle qualité, respect des spécifications techniques du constructeur de l'éolienne, étude de sol, contrôle technique de construction ;
- Non-respect des instructions de montage et/ou de maintenance : formation du personnel intervenant ;
- Causes externes dues à l'environnement : séisme ...

## 10.4 ANNEXE 4 : GLOSSAIRE

---

Les définitions ci-dessous sont reprises de la circulaire du 10 mai 2010. Ces définitions sont couramment utilisées dans le domaine de l'évaluation des risques en France.

**Accident** : Événement non désiré, tel qu'une émission de substance toxique, un incendie ou une explosion résultant de développements incontrôlés survenus au cours de l'exploitation d'un établissement qui entraîne des conséquences/ dommages vis à vis des personnes, des biens ou de l'environnement et de l'entreprise en général. C'est la réalisation d'un phénomène dangereux, combinée à la présence d'enjeux vulnérables exposés aux effets de ce phénomène ;

**Cinétique** : Vitesse d'enchaînement des événements constituant une séquence accidentelle, de l'événement initiateur aux conséquences sur les éléments vulnérables (cf. art. 5 à 8 de l'arrêté du 29 septembre 2005). Dans le tableau APR proposé, la cinétique peut être lente ou rapide. Dans le cas d'une cinétique lente, les enjeux ont le temps d'être mis à l'abri. La cinétique est rapide dans le cas contraire. ;

**Danger** : Cette notion définit une propriété intrinsèque à une substance (butane, chlore...), à un système technique (mise sous pression d'un gaz...), à une disposition (élévation d'une charge...), à un organisme (microbes), etc., de nature à entraîner un dommage sur un « élément vulnérable » ;

**Efficacité (pour une mesure de maîtrise des risques) ou capacité de réalisation** : Capacité à remplir la mission/fonction de sécurité qui lui est confiée pendant une durée donnée et dans son contexte d'utilisation. En général, cette efficacité s'exprime en pourcentage d'accomplissement de la fonction définie. Ce pourcentage peut varier pendant la durée de sollicitation de la mesure de maîtrise des risques. Cette efficacité est évaluée par rapport aux principes de dimensionnement adapté et de résistance aux contraintes spécifiques ;

**Événement initiateur** : Événement, courant ou anormal, interne ou externe au système, situé en amont de la situation dangereuse dans l'enchaînement des causes et qui constitue une cause directe dans les cas simples ou une combinaison d'événements à l'origine de cette cause directe ;

**Événement redouté central** : Événement conventionnellement défini, dans le cadre d'une analyse de risque, au centre de l'enchaînement accidentel. Généralement, il s'agit d'une perte de confinement pour les fluides et d'une perte d'intégrité physique pour les solides. Les événements situés en amont sont conventionnellement appelés « phase pré-accidentelle » et les événements situés en aval « phase post-accidentelle » ;

**Fonction de sécurité** : Fonction ayant pour but la réduction de la probabilité d'occurrence et/ou des effets et conséquences d'un événement non souhaité dans un système. Les principales actions assurées par les fonctions de sécurité en matière d'accidents majeurs dans les installations classées sont : empêcher, éviter, détecter, contrôler, limiter. Les fonctions de sécurité identifiées peuvent être assurées à partir d'éléments techniques de sécurité, de procédures organisationnelles (activités humaines), ou plus généralement par la combinaison des deux ;

**Gravité** : On distingue l'intensité des effets d'un phénomène dangereux de la gravité des conséquences découlant de l'exposition d'enjeux de vulnérabilité données à ces effets. La gravité des conséquences potentielles prévisibles sur les personnes, prises parmi les intérêts visés à l'article L. 511-1 du code de l'environnement, résulte de la combinaison en un point de l'espace de l'intensité des effets d'un phénomène dangereux et de la vulnérabilité des enjeux potentiellement exposés ;

**Indépendance d'une mesure de maîtrise des risques :** Faculté d'une mesure, de par sa conception, son exploitation et son environnement, à ne pas dépendre du fonctionnement d'autres éléments et notamment d'une part d'autres mesures de maîtrise des risques, et d'autre part, du système de conduite de l'installation, afin d'éviter les modes communs de défaillance ou de limiter leur fréquence d'occurrence ;

**Intensité des effets d'un phénomène dangereux :** Mesure physique de l'intensité du phénomène (thermique, toxique, surpression, projections). Les échelles d'évaluation de l'intensité se réfèrent à des seuils d'effets moyens conventionnels sur des types d'éléments vulnérables [ou enjeux] tels que « homme », « structures ». Elles sont définies, pour les installations classées, dans l'arrêté du 29/09/2005. L'intensité ne tient pas compte de l'existence ou non d'enjeux exposés. Elle est cartographiée sous la forme de zones d'effets pour les différents seuils ;

**Mesure de maîtrise des risques (ou barrière de sécurité) :** Ensemble d'éléments techniques et/ou organisationnels nécessaires et suffisants pour assurer une fonction de sécurité. Ensemble d'éléments techniques et/ou organisationnels nécessaires et suffisants pour assurer une fonction de sécurité. On distingue parfois :

- les mesures (ou barrières) de prévention : mesures visant à éviter ou limiter la probabilité d'un événement indésirable, en amont du phénomène dangereux ;
- les mesures (ou barrières) de limitation : mesures visant à limiter l'intensité des effets d'un phénomène dangereux ;
- les mesures (ou barrières) de protection : mesures visant à limiter les conséquences sur les enjeux potentiels par diminution de la vulnérabilité ;

**Phénomène dangereux :** Libération d'énergie ou de substance produisant des effets, au sens de l'arrêté du 29 septembre 2005, susceptibles d'infliger un dommage à des enjeux (ou éléments vulnérables) vivantes ou matérielles, sans préjuger l'existence de ces dernières. C'est une « source potentielle de dommages » ;

**Potentiel de danger (ou « source de danger », ou « élément dangereux », ou « élément porteur de danger ») :** Système (naturel ou créé par l'homme) ou disposition adoptée et comportant un (ou plusieurs) « danger(s) » ; dans le domaine des risques technologiques, un « potentiel de danger » correspond à un ensemble technique nécessaire au fonctionnement du processus envisagé ;

**Prévention :** Mesures visant à prévenir un risque en réduisant la probabilité d'occurrence d'un phénomène dangereux ;

**Protection :** Mesures visant à limiter l'étendue ou/et la gravité des conséquences d'un accident sur les éléments vulnérables, sans modifier la probabilité d'occurrence du phénomène dangereux correspondant ;

**Probabilité d'occurrence :** Au sens de l'article L. 512-1 du code de l'environnement, la probabilité d'occurrence d'un accident est assimilée à sa fréquence d'occurrence future estimée sur l'installation considérée. Elle est en général différente de la fréquence historique et peut s'écarter, pour une installation donnée, de la probabilité d'occurrence moyenne évaluée sur un ensemble d'installations similaires. Attention aux confusions possibles :

1. Assimilation entre probabilité d'un accident et celle du phénomène dangereux correspondant, la première intégrant déjà la probabilité conditionnelle d'exposition des enjeux. L'assimilation sous-entend que les enjeux sont effectivement exposés, ce qui n'est pas toujours le cas, notamment si la cinétique permet une mise à l'abri ;

2. Probabilité d'occurrence d'un accident x sur un site donné et probabilité d'occurrence de l'accident x, en moyenne, dans l'une des N installations du même type (approche statistique) ;

**Réduction du risque** : Actions entreprises en vue de diminuer la probabilité, les conséquences négatives (ou dommages), associés à un risque, ou les deux. [FD ISO/CEI Guide 73]. Cela peut être fait par le biais de chacune des trois composantes du risque, la probabilité, l'intensité et la vulnérabilité :

- Réduction de la probabilité : par amélioration de la prévention, par exemple par ajout ou fiabilisation des mesures de sécurité
- Réduction de l'intensité :
  - par action sur l'élément porteur de danger (ou potentiel de danger), par exemple substitution par une substance moins dangereuse, réduction des vitesses de rotation, etc.
  - réduction des dangers: la réduction de l'intensité peut également être accomplie par des mesures de limitation

La réduction de la probabilité et/ou de l'intensité correspond à une réduction du risque « à la source ».

- Réduction de la vulnérabilité : par éloignement ou protection des éléments vulnérables (par exemple par la maîtrise de l'urbanisation, ou par des plans d'urgence) ;

**Risque** : « Combinaison de la probabilité d'un événement et de ses conséquences » (ISO/CEI 73), « Combinaison de la probabilité d'un dommage et de sa gravité » (ISO/CEI 51) ;

**Scénario d'accident (majeur)** : Enchaînement d'événements conduisant d'un événement initiateur à un accident (majeur), dont la séquence et les liens logiques découlent de l'analyse de risque. En général, plusieurs scénarios peuvent mener à un même phénomène dangereux pouvant conduire à un accident (majeur) : on dénombre autant de scénarios qu'il existe de combinaisons possibles d'événements y aboutissant. Les scénarios d'accident obtenus dépendent du choix des méthodes d'analyse de risque utilisées et des éléments disponibles ;

**Temps de réponse (pour une mesure de maîtrise des risques)** : Intervalle de temps requis entre la sollicitation et l'exécution de la mission/fonction de sécurité. Ce temps de réponse est inclus dans la cinétique de mise en œuvre d'une fonction de sécurité, cette dernière devant être en adéquation [significativement plus courte] avec la cinétique du phénomène qu'elle doit maîtriser.

Les définitions suivantes sont issues de l'arrêté du 26 août 2011 relatif aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent au sein d'une installation soumise à autorisation au titre de la rubrique 2980 de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement :

**Aérogénérateur** : Dispositif mécanique destiné à convertir l'énergie du vent en électricité, composé des principaux éléments suivants : un mât, une nacelle, le rotor auquel sont fixées les pales, ainsi que, le cas échéant, un transformateur ;

**Survitesse** : Vitesse de rotation des parties tournantes (rotor constitué du moyeu et des pales ainsi que la ligne d'arbre jusqu'à la génératrice) supérieure à la valeur maximale indiquée par le constructeur.

Enfin, quelques sigles employés dans la présente étude sont listés et explicités ci-dessous :

**AEP** : Alimentation en Eau Potable ;

**APR** : Analyse Préliminaire des Risques ;

**ASN** : Autorité de Sûreté Nucléaire ;

**BRGM** : Bureau des Recherches Géologiques et Minières ;

**DDASS** : Direction Départementale des Affaires Sanitaires et Sociales ;

**DDTM** : Direction Départementale du Territoire et de la Mer ;

**DGAC** : Direction Générale de l'Aviation Civile ;

**DREAL** : Direction Régionale Environnement, de l'Aménagement et du Logement ;

**EDD** : Etude De Dangers ;

**ERP** : Etablissement Recevant du Public ;

**FEE** : France Energie Eolienne (branche éolienne du SER) ;

**ICPE** : Installation Classée pour la Protection de l'Environnement ;

**INERIS** : Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques

**MEDD** : Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable ;

**PPI** : Plan Particulier d'Intervention ;

**RTE** : Réseau de Transport d'Electricité ;

**SER** : Syndicat des Energies Renouvelables ;

**TMD** : Transport de Matières Dangereuses ;

**ZNIEFF** : Zones Naturelles d'Intérêt Ecologique Faunistique et Floristique.



## 10.5 ANNEXE 5 : BIBLIOGRAPHIE ET REFERENCES UTILES

---

- [1] *L'évaluation des fréquences et des probabilités à partir des données de retour d'expérience (réf. DRA-11-117406-04648A)* (2011) – INERIS
- [2] *NF EN 61400-1 Eoliennes – Partie 1 : Exigences de conception* (Juin 2006) – [www.afnor.org](http://www.afnor.org)
- [3] *Wind Turbine Accident data to 31 March 2011* (2011) – Caithness Windfarm Information Forum [www.caithnesswindfarms.co.uk](http://www.caithnesswindfarms.co.uk)
- [4] *Site Specific Hazard Assessment for a wind farm project – Case study* (2010/08/24) – Germanischer Lloyd, Windtest Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH
- [5] *Guide for Risk-Based Zoning of wind Turbines, Energy research centre of the Netherlands (ECN)* (2005) – H. Braam, G.J. van Mulekom, R.W. Smit
- [6] *Specification of minimum distances* (2004) – Dr-ing. Veenker ingenieurgesellschaft
- [7] *Permitting setback requirements for wind turbine in California* (2006) – California Energy Commission – Public Interest Energy Research Program
- [8] *Oméga 10 : Evaluation des barrières techniques de sécurité* (2005) – INERIS
- [9] *Arrêté du 26 août 2011 relatif aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent au sein d'une installation soumise à autorisation au titre de la rubrique 2980 de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement* (2011) – [www.legifrance.fr](http://www.legifrance.fr)
- [10] *Arrêté du 29 Septembre 2005 relatif à l'évaluation et à la prise en compte de la probabilité d'occurrence, de la cinétique, de l'intensité des effets et de la gravité des conséquences des accidents potentiels dans les études de dangers des installations classées soumises à autorisation* (2011) – [www.legifrance.fr](http://www.legifrance.fr)
- [11] *Circulaire du 10 mai 2010 récapitulant les règles méthodologiques applicables aux études de dangers, à l'appréciation de la démarche de réduction du risque à la source et aux plans de prévention des risques technologiques (PPRT) dans les installations classées en application de la loi du 30 Juillet 2003* (2011) – [www.legifrance.fr](http://www.legifrance.fr)
- [13] *Alpine test site Gütsch : monitoring of a wind turbine under icing conditions* – R. Cattin et al.
- [14] *Wind energy production in cold climate (WECO)* (décembre 1998) – Tammelin B., Cavaliere M., Holttinen H., Morgan C., Seifert H., Sääntti K. - Finnish Meteorological Institute
- [15] *Rapport sur la sécurité des installations éoliennes* (juillet 2004) – Conseil Général des Mines - Guillet R., Leteurtois J.-P.
- [16] *Risk analysis of ice throw from wind turbines* (DEWI, avril 2003) – Seifert H., Westerhellweg A., Kröning J.
- [17] *Wind energy in the BSR : impacts and causes of icing on wind turbines* (novembre 2005) – Narvik University College

## 10.6 ANNEXE 6 : CERTIFICAT DU RESPECT DES NORMES POUR SENVION3.4M104

### 10.6.1 ANNEXE 6.1 : CERTIFICAT DE CONFORMITE IEC61400-1 : 2005

Présentons le certificat de la 3.4M104 qui est une déclinaison du groupe 3XM de Senvion (ex : REpower)



### Type Certificate

#### Registration-No.

44 220 10235833-TC-IEC, Rev. 0

Name and address of customer

REpower Systems AG  
Überseering 10  
22297 Hamburg  
GERMANY

Wind Turbine

#### REpower 3.4M104 (50 Hz)

with the characteristic data given in the "Design assessment" referenced below and the associated "Annex to Design Assessment" has been assessed by TÜV NORD concerning the Design, Testing and Manufacturing

Assessed acc. to

#### IEC II A / S-Class

The Type Certification is based on the indicated documents as follows:

44 220 10235833-D-IEC, Rev. 0	Statement of Compliance on the Design Assessment of the Wind Turbine REpower 3.4M104, TÜV NORD, dated 2011-03-11
44 220 10194071-M-IEC, Rev. 0	Manufacturing Conformity Statement on the Wind Turbine REpower 3.4M104, TÜV NORD, dated 2010-07-30
44 220 10194071-T-IEC, Rev. 1	Type Test Conformity Statement on the Wind Turbine REpower 3.4M104, TÜV NORD, dated 2010-12-06
8107 235833-20, Rev. 0	Final Evaluation Report, TÜV NORD, dated 2011-03-11

Normative references:

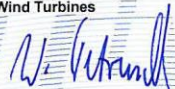
Certification Scheme IEC WT 01 "IEC System for Conformity Testing and Certification of Wind Turbines - Rules and procedures", First edition, 2001-04 in conjunction with IEC 61400-1, Wind Turbine Generator Systems Part 1: Safety Requirements, Third Edition, 2005-08 and Amendment 1, 2010-10

Any change in the design is to be approved by TÜV NORD. Without approval this Type Certificate loses its validity.

This Type Certificate is valid until: 10<sup>th</sup> March 2016

Please also pay attention to the information stated overleaf


TÜV NORD CERT GmbH  
Certification Body for  
Wind Turbines

  
Dipl.-Ing. Werner Petruschke



Essen, 11<sup>th</sup> March 2011

10.6.2 ANNEXE 6.2 : ELEMENTS JUSTIFICATIFS DU RESPECT DES NORMES IEC 61400-24 ET EN 62305-3

<p><b>Réf. du document (version) :</b> GI-3.1-EC.LP.01-A-A-FR</p> <p><b>Auteur :</b> REpower Systems SE Überseering 10 / Oval Office 22297 Hambourg Allemagne TEL : +49 - 40 - 555090 - 0 Fax : +49 - 40 - 555090 - 3999</p> <p><b>Document original :</b> Allemand</p> <p><b>Établi par :</b> Juliette Grambow</p> <p><b>Contrôlé par :</b> Michael Baranowski Shiping Li Hanno Hinrichsen Lenz Simon Zeller Dr. H.-H. Letas Aif Trede Frank Morgenweck Annette Greve</p> <p><b>Validation :</b> S. Philipp</p> <p><b>Traduit par :</b> Prestataire de services</p> <p><b>Date :</b> 2010-09-08</p> <p><b>Pages :</b> 15</p> <p><b>Exemplaire :</b> <input checked="" type="checkbox"/> Original <input type="checkbox"/> Exemplaire enregistré n° : ____ <input type="checkbox"/> Copie (non salée)</p> <p><b>État :</b> <input type="checkbox"/> Projet <input type="checkbox"/> Projet pour contrôle externe <input checked="" type="checkbox"/> Version finale validée</p> <p><b>Classification :</b> <input type="checkbox"/> strictement confidentiel <input type="checkbox"/> Interne <input checked="" type="checkbox"/> confidentiel pour le client <input type="checkbox"/> public</p> <p><b>Service des modifications :</b> <input checked="" type="checkbox"/> oui <input type="checkbox"/> non <input type="checkbox"/> limité jusqu'au : AA-MM-JJ</p>	 <p><b>Protection contre la foudre, mise à la terre et liaisons équipotentielles</b></p> <p><b>[3.XM]</b></p> <p>Informations générales</p>
	<p><b>Note de protection DIN ISO 18018 :</b> La transmission ainsi que la reproduction de ce document, l'utilisation et la communication de son contenu sont interdites sans autorisation écrite préalable. Toute infraction engage au paiement de dommages et intérêts. Tous droits réservés (sur l'enregistrement de brevet, de modèle ou de façon).</p>

Protection contre la foudre, mise à la terre et liaisons équipotentielles  
(3.XM)



Description du produit

---

### Historique des modifications

Version	Date de validation	Description de la modification
A	2010-09-08	Première édition

### Liste des documents pertinents

Titre	Réf. du document
Description du produit 3.4M104, 50 Hz	PD-3.1-WT.WT.01-A-C
Description du produit 3.2M114, 50 Hz	PD-3.2-WT.WT.01-A-A
Spécification du tracé des conduits vides, prise de terre de la fondation et assemblage du support de la fondation	V-1.1-FG.00.09-A-C



**Protection contre la foudre, mise à la  
terre et liaisons équipotentielles**

**[3.XM]**

Informations générales

Protection contre la foudre / mise à la terre / liaisons équipotentielles

[3.XM]



Informations générales

---

REpower Systems SE  
Überseering 10

REpower Systems SE  
Überseering 10  
22297 Hamburg  
Allemagne  
Tél. : +49 - 40 - 555060 - 0  
Fax: +49 - 40 - 555090 - 3000

[www.repower.de](http://www.repower.de)

Clause de non-responsabilité

Copyright © 2010 REpower Systems SE

Tous droits réservés.

Note de protection DIN ISO 18018 : la reproduction, la commercialisation et l'utilisation de ce document ainsi que la communication de son contenu à des tiers sans autorisation expresse écrite de REpower Systems SE sont interdites. Les contrevenants répondent des dommages ainsi causés. Tous droits réservés sur l'enregistrement de brevet, de modèle ou de façon.

Veuillez à utiliser la dernière version en date des spécifications en vigueur. Les photos et schémas ne représentent pas nécessairement le contenu exact de la livraison et peuvent être soumis à tout moment à des modifications techniques. Veuillez observer que ce document n'est pas nécessairement conforme aux exigences spécifiques d'un projet.

Les processus mentionnés dans cette description de produit sont conformes aux consignes et directives de sécurité allemandes et aux consignes de sécurité internes de REpower Systems SE. Dans le cadre réglementaire d'un autre pays, des exigences de sécurité différentes ou plus strictes peuvent s'appliquer.

Il est indispensable de respecter strictement toutes les mesures de sécurité, y compris celles spécifiques à un projet ou à un pays. Il est du devoir du client de s'informer en conséquence, de prendre ces mesures et de s'y tenir.

Le contenu de la description du produit ne saurait en aucun cas exclure la validité des dispositions légales et / ou contractuelles, directives techniques, normes DIN ou autres réglementations. Ces consignes et directives s'appliquent sans restriction.

Toutes les informations contenues dans cette description du produit peuvent être soumises à des modifications à tout moment sans que le client en soit informé ni qu'il ait à donner son accord.

REpower Systems SE décline toute responsabilité pour d'éventuelles erreurs ou omissions dans le contenu de cette description de produit. REpower Systems SE décline toute responsabilité pour les dommages provoqués par l'utilisation ou la non-utilisation des informations délivrées ici ou par l'utilisation d'informations erronées ou incomplètes.

Toutes les marques et appellations de produits mentionnées dans ce document sont la propriété de leur détenteur respectif.

## Sommaire

Liste des abréviations et des unités .....	4
Liste des figures .....	5
1 Introduction .....	6
2 Normes et standards .....	6
3 Exigences .....	7
4 Méthode par sphère de foudre pour la détermination des points d'impact de la foudre .....	8
5 Vue d'ensemble du concept de protection anti-foudre extérieure .....	9
6 Pale .....	10
7 Moyeu .....	10
8 Nacelle .....	11
9 Tour .....	12
10 Mise à la terre et liaisons équipotentielles .....	13
11 Concept de zone de protection anti-foudre .....	14
12 Parafoudre Intérieur .....	15

Protection contre la foudre / mise à la terre / liaisons équipotentielles

[3.XM]



Informations générales

### Liste des documents pertinents

Les documents figurant dans le tableau ci-après ne sont pas nécessairement compris dans le contrat du seul fait qu'ils sont mentionnés dans ce descriptif.

Titre	Réf. du document
Description du produit 3.4M104, 50 Hz	PD-3.1-WT.WT.01-A-*
Description du produit 3.2M114, 50 Hz	PD-3.2-WT.WT.01-A-*
Spécification tracé des conduits vides, mise à la terre de la fondation et assemblage du support de la fondation	V-1.1-FG.00.09-A-*

\* En fonction du choix de produits REpower par le client pour un projet donné, chaque document apparaît dans sa version actuelle en annexe au contrat.

### Liste des abréviations et des unités

Abréviation / unité	Explication
CEI	Commission électrotechnique Internationale
WEA	Éolienne
LPL	Niveau de protection contre la foudre
EMV	Compatibilité électromagnétique
LPZ	Zone de protection contre la foudre
BSZ	Zone de protection contre la foudre
SPD	Appareil de protection contre la surtension



### Liste des figures

Fig. 1 : Représentation schématique d'une 3.4M104 NH100m .....	8
Fig. 2 : Représentation schématique des itinéraires de dérivation de la série 3.XM.....	9
Fig. 3 : Balais de charbon avec éclateurs parallèles sur le disque d'arrêt du rotor .....	10
Fig. 6 : Balais de carbone et éclateurs sur le disque de frein d'azimut.....	12
Fig. 7 : Raccordement de la barre de compensation de potentiel avec le système de mise à la terre de l'éolienne.....	13
Fig. 8 : Représentation schématique des zones de protection contre la foudre de la série 3.XM .....	14
Fig. 10 : Exemple de protection contre la foudre de la génératrice .....	15

Protection contre la foudre / mise à la terre / liaisons équipotentielles

[3.XM]



Informations générales

---

## 1 Introduction

La série 3.XM est équipée d'une protection anti-foudre et d'un système de mise à la terre complet, conforme à CEI 62305 (2006-01) et CEI 61400-24 Ed.1 (2010-06), assurant la protection directe (par ex. de la foudre) ou indirecte de l'éolienne. La protection anti-foudre extérieure est constituée de récepteurs placés dans les pales, le spinner et dans la nacelle, ainsi que d'une tige. Ils capturent la foudre et dévient le courant produit par les voies définies, jusqu'à la terre. Les composants électriques et électroniques de l'éolienne sont également protégés des champs et des tensions parasites par des parafoudres.

## 2 Normes et standards

Le concept de protection contre la foudre de la série 3.XM est conforme aux normes :

IEC	62305 (2006-01)
IEC	61400-24 Ed.1 (2010-06)

Protection contre la foudre / mise à la terre / liaisons équipotentielles

[3.XM]



Informations générales

### 3 Exigences

La série 3.XM est conçue et construite selon la classe de protection contre la foudre la plus élevée, la classe I (LPL 1). Une éolienne LPL I peut conduire une intensité crête de la foudre de 200 kA, comme indiqué dans le tableau 1.

Premier courant d'appel			LPL			
Paramètres d'intensité	Symbole	Unité	I	II	III	IV
Valeur de pic	$I$	kA	200	150	100	
Charge du courant d'appel	$Q_c$	C	100	75	50	
Énergie spécifique	$W/R$	MJ'	10	5,6	2,5	
Paramètre de temps	$T/T_c$	$\mu s/\mu s$	10/350			
Courant d'appel consécutif			LPL			
Paramètres d'intensité	Symbole	Unité	I	II	III	IV
Valeur de pic	$I$	kA	50	37,5	25	
Pente moyenne	$di/dt$	kA/ $\mu s$	200	150	100	
Paramètre de temps	$T/T_c$	$\mu s/\mu s$	0,25/100			
Intensité longue durée			LPL			
Paramètres d'intensité	Symbole	Unité	I	II	III	IV
Charge de l'intensité longue durée	$Q_c$	C	200	150	100	
Paramètre de temps	$T_c$	s	0,5			
Éclair			LPL			
Paramètres d'intensité	Symbole	Unité	I	II	III	IV
Charge de l'éclair	$Q_c$	C	300	225	150	

Tab. 1 : Vue d'ensemble des valeurs caractéristiques des différentes classes de protection contre la foudre (tableau d'IEC 62305-1)

#### 4 Méthode par sphère de foudre pour la détermination des points d'impact de la foudre

La classe de protection détermine une sphère de rayon fixe roulée sur l'éolienne à protéger. Tous les points de contact signifient des points d'impact possible. Pour la série 3.XM, on obtient ainsi pour la classe de protection I un rayon de sphère de foudre de 20 m. Des dispositifs de capture sont installés sur les points d'impact potentiels.

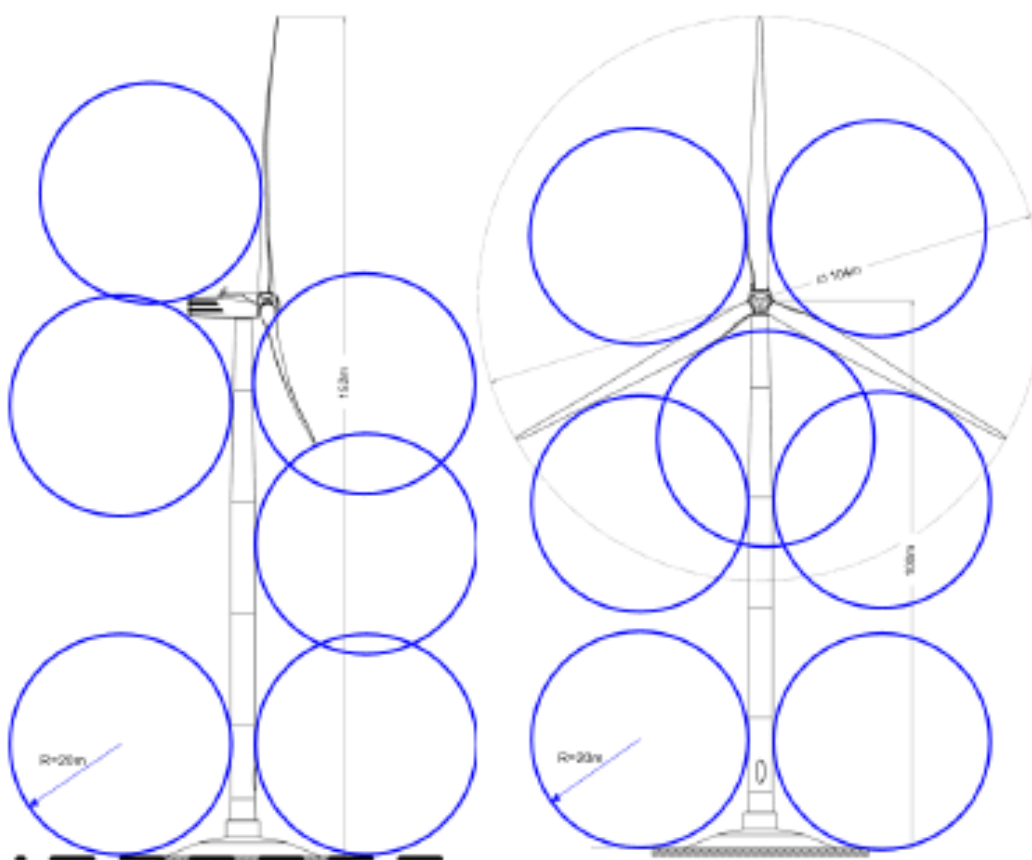


Fig. 1 : Représentation schématique d'une 3.4M104 NH100m

## 5 Vue d'ensemble du concept de protection anti-foudre extérieure

Dans la protection anti-foudre extérieure, le courant de foudre doit être dévié via différents itinéraires. L'un de ces itinéraires va de la pale ou du récepteur monté sur le spinner à l'installation de mise à terre de la fondation via le moyeu et la tour. L'autre va du mât météo ou des récepteurs de la nacelle à l'installation de mise à terre prévue dans la fondation via le châssis de la nacelle puis la tour. La figure 2 délivre un aperçu de la structure schématique de la protection extérieure contre la foudre de la série REpower 3.XM.

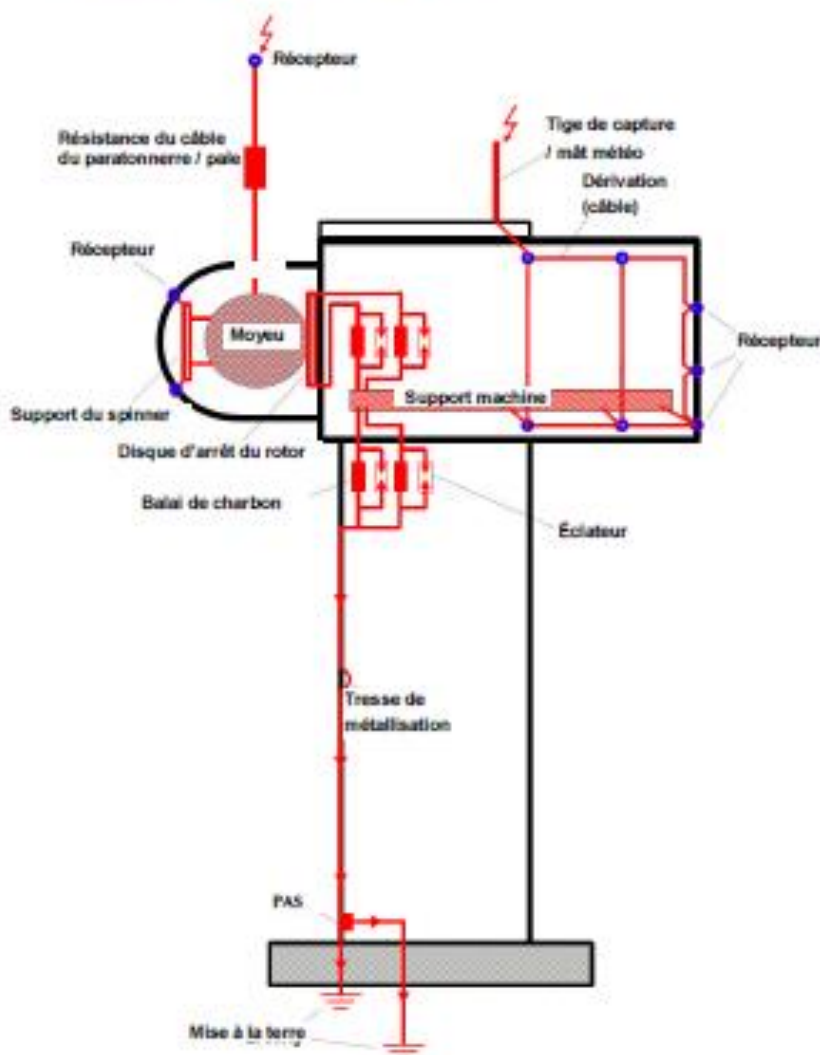


Fig. 2 : Représentation schématique des itinéraires de dérivation de la série 3.XM

Protection contre la foudre / mise à la terre / liaisons équipotentielles

[3.XM]



Informations générales

## 6 Pale

La pointe des pales est le point le plus haut de l'éolienne. Le risque d'impact de la foudre y est donc le plus élevé.

Les pales de la série 3.XM ont chacune un récepteur à l'extrémité. La pale de la 3.4M104 possède en plus du récepteur de l'extrémité de la pale 3 récepteurs, respectivement côté pression et côté aspiration à environ 50% de la longueur de corde, à environ 5, 10 et 15m de la pointe de la pale.

Les pales dirigent le courant de foudre du point d'impact au moyeu sans formation d'arcs électriques. La dérivation vers le pied de pale a lieu au moyen d'un câble de cuivre fixé au milieu de l'une des âmes. Le câble est relié au moyeu par l'anneau intérieur des paliers de pale.

Une carte d'enregistrement de la foudre est installée sur le pied de chaque pale.

## 7 Moyeu



Fig. 3 : Balais de charbon avec éclateurs parallèles sur le disque d'arrêt du rotor

Les composants électriques situés à l'intérieur du moyeu sont protégés par le moyeu et les récepteurs du spinner. Le courant de foudre est ensuite dirigé du moyeu sur le disque de blocage du rotor via des balais de charbon avec éclateurs parallèles en contournant le roulement du rotor monté sur le châssis de la nacelle.

## 8 Nacelle

La série REpower 3.XM possède sur la nacelle deux dispositifs de capture situés devant les feux d'obstacle. Les dispositifs de capture protègent les anémomètres ainsi que les feux d'obstacle avec les installations électriques correspondantes contre l'impact direct de la foudre. Le courant de foudre est dirigé vers le châssis de la nacelle par un câble en cuivre reliant entre eux les récepteurs dans la nacelle et incrusté dans le revêtement de la nacelle. Le câble en cuivre relie ainsi les récepteurs et les dispositifs de capture avec le châssis de la nacelle.



Fig. 4 : Représentation schématique d'un dispositif de capture sur la nacelle de la série 3.XM

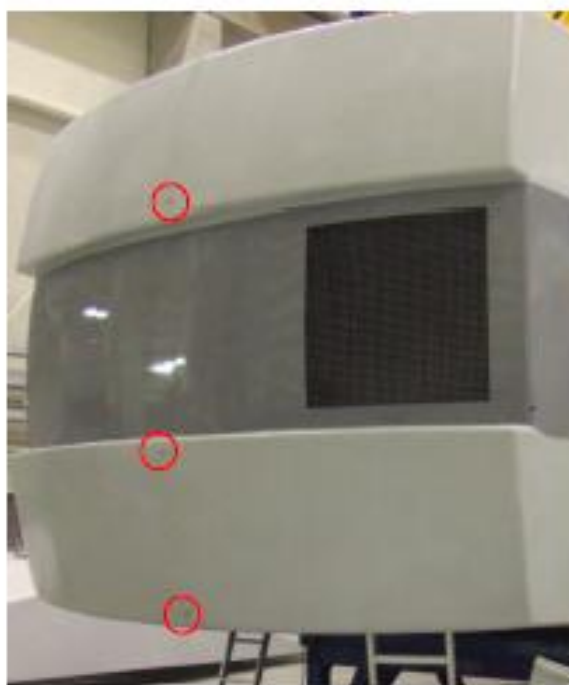


Fig. 5 : Représentation schématique des récepteurs sur la nacelle de la série 3.XM

Protection contre la foudre / mise à la terre / liaisons équipotentielles

[3.XM]



Informations générales

---

## 9 Tour

Le courant de foudre est dirigé du châssis de la nacelle vers le disque de frein d'azimut via deux autres balais de carbone et éclateurs. Ceux-ci se trouvent sur les deux côtés du support machine. Le disque de frein d'azimut est fixé à la tour qui sert de parafoudre.



Fig. 6 : Balais de carbone et éclateurs sur le disque de frein d'azimut



Protection contre la foudre / mise à la terre / liaisons équipotentielles

[3.XM]



Informations générales

## 10 Mise à la terre et liaisons équipotentielles

La tour comprend trois barres de compensation de potentiel décalées de 120° les unes par rapport aux autres et reliées au système de mise à la terre de l'éolienne (dans l'anneau intérieur). Le système de mise à la terre dérive à la terre le courant de foudre et les surtensions de manière sûre.



Fig. 7 : Raccordement de la barre de compensation de potentiel avec le système de mise à la terre de l'éolienne

L'installation de mise à la terre remplit de manière essentielle cette exigence en cas de court-circuit ou de défaut à la terre ainsi qu'en cas de foudre ou de commutations :

1. Assurer la sécurité des personnes et
2. empêcher tout dommage aux biens et aux équipements d'exploitation.

Plusieurs anneaux de mise à la terre (selon le type de fondation) sont disposés dans la fondation. Une résistance de mise à la terre de  $\leq 2$  Ohm est exigée. Cela est nécessaire pour permettre une meilleure dérivation du courant de foudre ainsi qu'une réduction de la tension de contact et de pas, pour assurer la sécurité des personnes.

## 11 Concept de zone de protection anti-foudre

Les dispositifs de protection contre la foudre de la série 3.XM obéissent à un concept de protection contre la foudre par compatibilité électromagnétique. L'éolienne est divisée, après la classe de protection anti-foudre, en différentes zones de protection contre la foudre. Les zones sont choisies de telle manière que les paramètres de danger d'une zone ne dépassent pas l'immunité de chaque appareil et dépendent de la structure de l'éolienne.

On définit les zones de protection contre la foudre suivantes : [en: lightning protection zone LPZ]

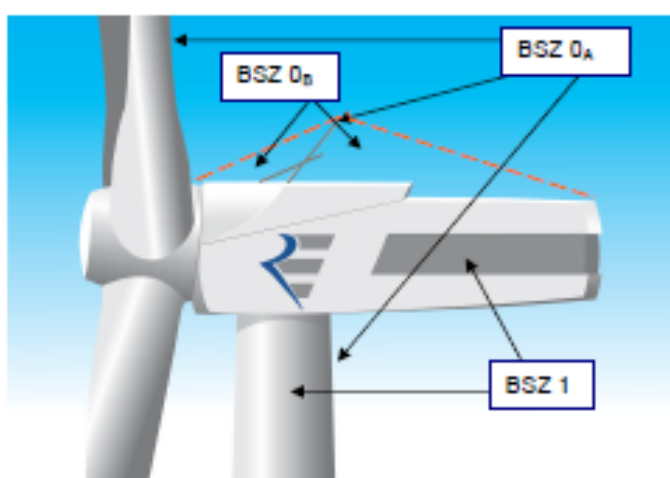


Fig. 8 : Représentation schématique des zones de protection contre la foudre de la série 3.XM

**BSZ 0<sub>A</sub>** : zone menacée par des impacts directs de foudre et par le champ électromagnétique entier de la foudre. Les systèmes internes peuvent être exposés à des courants de foudre entiers ou partiels.

**BSZ 0<sub>B</sub>** : zone protégée contre les impacts directs de foudre mais menacée par le champ électromagnétique entier de la foudre. Les systèmes internes peuvent être exposés à des courants de choc partiels.

**BSZ 1** : Zone dans laquelle les courants de choc sont limités par la division du courant et par des parafoudres [en: surge protection device (SPD)] à la limite de zone. Le blindage permet d'affaiblir le champ électromagnétique de la foudre.

**BSZ 2** : Zone dans laquelle les courants de foudre sont limités davantage par la division du courant et par des parafoudres supplémentaires [en: surge protection device (SPD)] à la limite de zone. On peut utiliser un blindage supplémentaire pour affaiblir le champ électromagnétique de la foudre.

## 12 Parafoudre intérieur

La protection intérieure sert à limiter les effets du courant et de la tension de la foudre sur l'installation électrique de l'éolienne. En cas de décharge orageuse, il faut empêcher les décharges disruptives et les surtensions sur les composants électriques de l'éolienne. Pour cela, les composants électriques de l'éolienne sont équipés de dispositifs de protection correspondant à leur zone de protection contre la foudre, par exemple des parafoudres.




Fig. 10 : Exemple de protection contre la foudre de la génératrice

10.7 ANNEXE 7 : CERTIFICAT DU RESPECT DES NORMES POUR VESTAS V105-3.3

10.7.1 ANNEXE 7.1 : CERTIFICAT DE CONFORMITE IEC61400-1 : 2005

**PUBLIC**



---

# DET NORSKE VERITAS

## DESIGN EVALUATION CONFORMITY STATEMENT

---

### Vestas V105-3.3 MW IEC1A

DE-239201-B-0  
Conformity Statement number

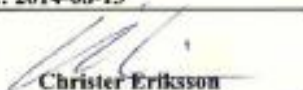
2014-08-13  
Date of issue


Manufacturer:  
**Vestas Wind Systems A/S**  
Hedeager 44  
8200 Aarhus N


Conformity evaluation has been carried out according to IEC 61400-22: 2010 "Wind Turbines - Part 22: Conformity Testing and Certification". This conformity statement attests compliance with IEC 61400-1 ed. 3: 2005 incl. A1 and IEC 61400-22 concerning the design except for outstanding issues listed in Appendix 2. Any change in the design is to be approved by DNV. Without approval the Statement loses its validity.

**Evaluation reports:**  
Technical Report: PD-2392-1FBTTJG-9

**Wind Turbine specification and outstanding issues:**  
IEC WT class: IA. For further information see Appendices 1 and 2 of this Certificate.

Date: 2014-08-13  
  
**Christer Eriksson**  
Management Representative  
Det Norske Veritas, Danmark A/S



Date: 2014-08-13  
  
**Niels Dam Lerke**  
Project Manager  
Det Norske Veritas, Danmark A/S

**DET NORSKE VERITAS, DANMARK A/S**

Original Instruction: TDS 0046-4079 VER 00

TDS 0046-4079 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2014-09-05 by PROCA

VERITAS INFORMATION NOTICE: This document contains sensitive confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is provided by DNV as an essential work. Please respect all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed without prior written permission from DNV. Vestas Wind Systems A/S is not responsible for any information that is not included in this document. Vestas Wind Systems A/S is not responsible for any information that is not included in this document.

PUBLIC

DET NORSKE VERITAS  
 DANMARK A/S  
 DE-239201-B-0  
 CONFORMITY STATEMENT



Original Instruction: T05 0046-4079 VER 00

## APPENDIX 1 - WIND TURBINE TYPE SPECIFICATION

### General:

IEC WT class acc. to IEC 61400-1 ed. 3: 2005 incl. A1:	S (IA except for temperature ranges)
Rotor diameter:	105 m
Rated power:	3300 kW
Rated wind speed $V_r$ :	11.6 m/s
Hub height:	72.5 m
Operating wind speed range $V_{in}$ - $V_{out}$ :	3 – 25 m/s
Design life time:	20 years

### Wind conditions:

$V_{ref}$ (hub height):	50 m/s
$V_{ave}$ (hub height):	10.0 m/s
$I_{ref}$ acc. to IEC 61400-1 ed. 3: 2005 incl. A1:	16 %
Mean flow inclination:	8°

### Electrical network conditions:

Normal supply voltage and range:	3 x 650 V 10.5-35 kV $\pm$ 10 %
Normal supply frequency and range:	50 or 60 Hz $\pm$ 6 %
Voltage imbalance:	IEC 61000-3-6 TR max 2 %
Maximum duration of electrical power network outages:	Two 3 months periods
Number of annual electrical network outages:	Max 52 per year

### Other environmental conditions (where taken into account):

Air density:	1.225 kg/m <sup>3</sup>
Normal and extreme temperature ranges:	Normal: -20 °C to +45 °C Extreme: -40 °C to +50 °C
Relative humidity:	100% (max 40% of time) and 90% (rest of life time)
Solar radiation:	1000 W/m <sup>2</sup>
Salinity:	ISO 9223: Airborne salinity S3 (Offshore conditions)
Design conditions in case of offshore WT (water depth, wave conditions etc.):	Designed acc. to IEC 61400-24, Protection Level 1 and IEC 61312-1
Description of lightning protection system:	

### Main components:

Blade type:	Vestas, 51.15 m, Airfoil shells bonded to a supporting beam
Gear box type:	Winergy, PZAB 3530.1, i=104.9

DET NORSKE VERITAS, DANMARK A/S

Page 2 of 4

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

T05 0046-4079 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2016-09-05 by PROCA



DET NORSKE VERITAS  
DANMARK A/S  
DE-239201-B-0  
CONFORMITY STATEMENT



Original Instruction: T05 0046-4079 VER 00

**Main bearing:**

**Generator type:**

**Transformer type:**

**Yaw gear type:**

**Service lift:**

**Internal crane/hoist:**

**Controller**

SKF 240/950 CA/C3LW33VQ113

VND DASG 560/6M

SGB 10.5-20 kV, 50 and 60 Hz  
Siemens 20-33 kV, 50 and 60 Hz

Bevel gear, Liebherr and Comer

Avanti Shark or Power Lift Sherpa-SD

Star 071/95 Liftket

Lifting capacity: 800 kg

VMP Global

**APPENDIX I - WIND TURBINE TYPE SPECIFICATION**

<b>General</b>		
IEC WT class and IEC 61400-1 ed.3 2009 (cat. A)	1 GW (except for commissioning stages)	
Rotor diameter	105 m	
Rated power	3300 kW	
Rated wind speed $V_{R0}$	11.6 m/s	
Hub height	72.5 m	
Operating wind speed range $V_{min}$ - $V_{max}$	3 - 25 m/s	
Design life time	20 years	
<b>Wind conditions</b>		
$V_{hub}$ (hub height)	10 m/s	
$V_{max}$ (hub height)	10.8 m/s	
Load acc. to IEC 61400-1 ed.3: 5000 (cat. A)	10 %	
Mean flow inclination	0°	
<b>Electrical network conditions</b>		
Normal supply voltage and range	10.5 kV	
Normal supply frequency and range	50.5-50.8 Hz ± 0.5 %	
Voltage imbalance	10.0-10.1 Hz ± 0.5 %	
Maximum duration of electrical power network voltage	IEC 61400-1-4 TR class 2 %	
Number of annual electrical network voltage	Less than 3 months per year	
<b>Other environmental conditions (where taken into account)</b>		
Air density	1.225 kg/m <sup>3</sup>	
Normal and extreme temperature ranges	Normal: -20 °C to +40 °C Extreme: -40 °C to +50 °C	
Relative humidity	100% (max. 40% of time) and 90% (rest of time) (max)	
	1000 h/m <sup>2</sup>	
Solar radiation	201 kWh/m <sup>2</sup> (average value) 51	
Salinity	(0/0/0/0 condition)	
Design conditions case of offshore WT (wave depth, wave condition etc.)	Designed acc. to IEC 61400-3, Part 1 and IEC 61113-1	

**DET NORSKE VERITAS, DANMARK A/S**

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Page 3 of 4

T05 0046-4079 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2016-09-05 by PRDCA

**PUBLIC**

DET NORSKE VERITAS  
DANMARK A/S  
DE-239201-B-0  
CONFORMITY STATEMENT



Original Instruction: T05 0046-4079 VER 00

## **APPENDIX 2 - OUTSTANDING ISSUES**

For Design Evaluation the following outstanding issues shall be clarified:

- Complete Design documentation for the blades, including drawings and manufacturing specifications must be received and final review of the blades needs to be carried out.
- Final review of the V105-3.3 MW IEC1 parameter list needs to be carried out.
- Test plan for Type Testing must be received.

**DET NORSKE VERITAS, DANMARK A/S**  
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Page 4 of 4

T05 0046-4079 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2016-09-05 by PRICCA

10.7.2 ANNEXE 7.2 : ELEMENTS JUSTIFICATIFS DU RESPECT DES NORMES IEC 61400-24 ET EN 62305-3

**RESTRICTED**

Document no.: 0037-0544 V03  
 Document owner: Platform Management  
 Type: T05 - General Description

General Specification V105-3.3 MW  
 Colours

Date: 2014-01-14  
 Restricted  
 Page 22 of 39

Design Codes	
Lightning Protection	IEC 62305-1: 2006 IEC 62305-3: 2006 IEC 62305-4: 2006 IEC/TR 61400-24:2010
Rotating Electrical Machines	IEC 34
Safety of Machinery, Safety-related Parts of Control Systems	IEC 13849-1
Safety of Machinery – Electrical Equipment of Machines	IEC 60204-1

Table 7-2: Design codes

## 8 Colours

### 8.1 Nacelle Colour

Colour of Vestas Nacelles	
Standard Nacelle Colour	RAL 7035 (light grey)
Standard Logo	Vestas

Table 8-1: Colour, nacelle

### 8.2 Tower Colour

Colour of Vestas Tower Section		
	External:	Internal:
Standard Tower Colour	RAL 7035 (light grey)	RAL 9001 (cream white)

Table 8-2: Colour, tower

### 8.3 Blades Colour

Blades Colour	
Standard Blade Colour	RAL 7035 (light grey)
Tip-End Colour Variante	RAL 2009 (traffic orange)
Gloss	< 30% DS/EN ISO 2813

Table 8-3: Colour, blades

## 9 Operational Envelope and Performance Guidelines

Actual climate and site conditions have many variables and should be considered in evaluating actual turbine performance. The design and operating parameters set forth in this section do not constitute warranties, guarantees, or representations as to turbine performance at actual sites.



Ce document présente le système de protection de foudre. Il est le même pour toutes les Vestas de 3.3MW

**RESTRICTED**

Document no.: 0010-6424 V05  
2013-12-05

# Lightning Protection and EMC

V112-3.0 MW

V112-3.3 MW Mk 2

V117-3.3 MW Mk 2

V126-3.3 MW Mk 2

Onshore and offshore

Vestas Wind Systems A/S - Hedeager 44 - 8200 Aarhus N - Denmark - [www.vestas.com](http://www.vestas.com)

**Vestas**

**VERBODEN TOEGANG** This document contains reliable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas owns all patents, copyright, trademark, and other proprietary rights in it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except as used or disclosed in writing and subject to applicable conditions. Vestas shall not be liable except as expressly provided by written agreement and is not responsible for the content of any, for which it may pursue legal remedies against its possible parties.

T05 0010-6424 Ver 05 - Approved - Exported from DMS: 2014-01-22 by PH1140

**RESTRICTED**

Document no.: 0010-6424 V05  
 Document owner: Platform Management  
 Type: T05 - Manual

Lightning Protection and EMC  
 Table of contents

Date: 2013-12-05  
 Restricted  
 Page 2 of 16

**Table of contents**

<b>1</b>	<b>Introduction</b> .....	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Lightning Protection</b> .....	<b>3</b>
2.1	Protection Level.....	3
2.2	Definition of Strike Points.....	4
2.3	Overview of Lightning Protection System.....	4
2.4	Protection of Blades.....	6
2.5	Protection of the CoolerTop®.....	7
2.6	Protection of Main Bearings.....	8
2.7	Lightning Down-Conducting System from Nacelle to Tower.....	9
2.8	Tower Structure.....	9
2.9	Down-Conducting System From Tower Base to Earthing System.....	9
2.10	Protection of Electrical and Control Systems.....	10
2.11	Earthing Systems.....	10
2.11.1	Onshore Wind Turbine.....	10
2.11.2	Offshore Wind Turbines.....	11
2.12	Verification.....	13
<b>3</b>	<b>EMC</b> .....	<b>14</b>
3.1	Legislative References.....	14
3.1.1	Essential EMC Requirements.....	15
3.2	Component Inter-Compliance.....	15
3.3	Good Engineering Practices.....	15
3.4	Wind Turbine Compliance.....	16

**RESTRICTED**

Document no.: 0010-6424 V05  
Document owner: Platform Management  
Type: T05 - Manual

**Lightning Protection and EMC  
Introduction**

Date: 2013-12-05  
Restricted  
Page 3 of 16

## **1 Introduction**

This document describes the design and protection against unwanted electromagnetic environmental effects.

Both EMC and lightning belong to the same group of unwanted electromagnetic effects. However, the standards needed for assessment of compliance differ significantly, hence the separation in two main chapters.

## **2 Lightning Protection**

All Vestas wind turbines are equipped with a lightning protection system designed to minimise damage on mechanical components, electrical systems and control systems.

Vestas lightning protection system consists of external and internal protection systems.

The external protection system handles direct lightning strikes and conducts the lightning current down into the earthing system below the tower. For example, the rod placed at the rear of nacelle and the lightning receptors built into the blades are some of the external lightning protection components.

The internal protection system is designed to conduct the lightning current safely to the earthing system, as well as to handle the induced magnetic and electric fields caused by a lightning strike. Examples of internal lightning protection components are EMC/lightning-panels, shielded cables, and surge protection devices.

The equipotential bonding and overvoltage protection are some of the most important features for ensuring protection of the electronic equipment of the wind turbine.

Lightning strikes are considered force majeure. In other words, damage caused by lightning stroke is not warranted by Vestas.

### **2.1 Protection Level**

Vestas wind turbines are installed worldwide in both coastal and mountain areas where lightning density is high. In order to avoid local risk assessments and to manage the varying lightning protection needs of various locations, Vestas has designed a standard lightning protection system with the highest specified level of IEC 61400-24:2010. See Table 2-1, p. 4.

Protection level 1 is in accordance with the standard IEC 61400-24:2010, which ensures that Vestas wind turbines can endure high energy lightning strokes.

**RESTRICTED**

Document no.: 0010-6424 V05  
 Document owner: Platform Management  
 Type: T05 - Manual

Lightning Protection and EMC  
 Lightning Protection

Date: 2013-12-05  
 Restricted  
 Page 4 of 16

Lightning Parameter			Protection Level I
Current peak value	$I_{max}$	[kA]	200
Total charge	$Q_{total}$	[C]	300
Specific energy	W/R	[kJ/Ω]	10000
Average steepness	$di/dt_{average}$	[kA/μs]	200

Table 2-1: Numeric values of the lightning current

**2.2 Definition of Strike Points**

Using the rolling sphere method and in accordance with IEC 61400-24, lightning strike points are defined. Studies have shown that the blade tips and the weather station (and the aviation obstruction lights, if any) at the rear top end of the nacelle are the areas with the highest risk of lightning strikes.

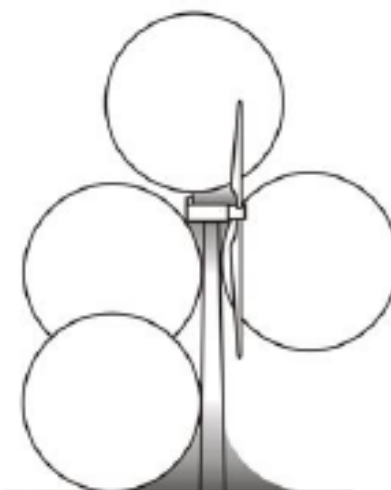


Figure 2-1: The rolling sphere method

**2.3 Overview of Lightning Protection System**

The wind turbine is systematically designed to withstand direct lightning strikes.

RESTRICTED

Document no.: 0010-8424 V05  
 Document owner: Platform Management  
 Type: T05 - Manual

Lightning Protection and EMC  
 Lightning Protection

Date: 2013-12-05  
 Restricted  
 Page 5 of 18

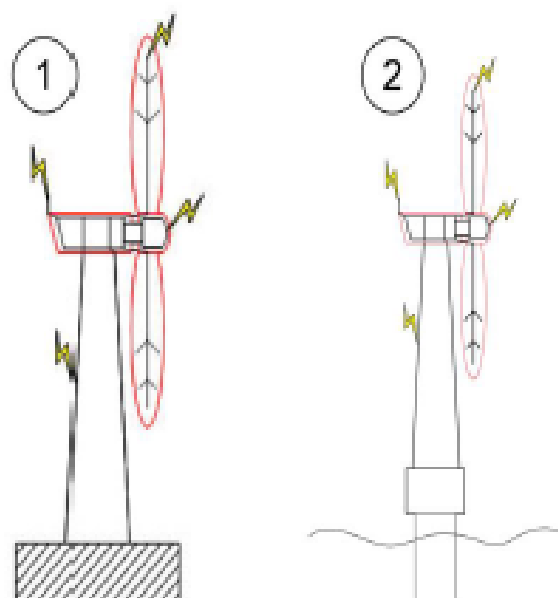


Figure 2-2: Lightning attachment points and lightning down-conducting system  
 1 Onshore turbine                      2 Offshore turbine

### Lightning attachment points

Areas on the wind turbine that can be expected to be struck by lightning.

#### Nacelle

The nacelle structural parts are designed to carry lightning currents safely to the tower. The components in the nacelle are designed to withstand high-magnetic and electrical fields associated with lightning.

#### Tower

The tower is designed to be the primary conductor of lightning current down to the earthing system.

#### Blades

The blades are the most vulnerable components exposed to lightning strikes. The blades are, by default, designed to withstand this extreme lightning strike environment.

#### Lightning current transfer units (LCTU)

The LCTU system protects the blade bearings, main bearing and yaw bearings from high lightning current. The LCTU system serves the purpose of safely conducting the lightning current from the blades to the nacelle, from the nacelle to the tower and further down to the earthing system.

**RESTRICTED**

Document no.: 0010-8424 V05  
 Document owner: Platform Management  
 Type: T05 - Manual

Lightning Protection and EMC  
 Lightning Protection

Date: 2013-12-05  
 Restricted  
 Page 6 of 16

**Earthing system**

The earthing system is designed to safely discharge the lightning current to the surrounding (ground).

**Lightning down-conducting system**

In Figure 2-2, p. 5 the black part of the turbine is used as the lightning down-conducting system. The blades are the parts of the turbine which are often struck by lightning. If a blade is struck by lightning, the current will be conducted down through the down conductor in the blade, through the blade /nacelle LCTU to the structural parts of the nacelle, further through the nacelle/tower LCTU, and down through the tower, and ends up being discharged by the earthing system.

**2.4 Protection of Blades****For the V112 and V117 blade**

The LPS for the blade consists of five main elements: tip protection, lightning receptors, spar protection, down conductor, and lightning band.

The tip protection consists of a solid metal tip (SMT), which preferentially attracts lightning strikes and conducts the current to the down conductor. The side receptors (metallic structures) come in pairs: one on the windward surface and another on the leeward surface of the blade.

The down conductor is a cable designed in compliance with IEC 61400-24 and runs along the trailing edge of the spar from the tip protection to the lightning band. The tip protection, receptors and spar protection are connected to the down conductor with low electrical impedance.

The lightning band is the interface to the LCTU. See section 2.6 Protection of Main Bearings, p. 8 for more information about LCTU.

The spar protection is a group of metallic structures that prevent arcing between the windward and leeward sides of the spar and the down conductor. The individual spar protection components are referred to as 'Shortcuts'.

**For the V126 blade**

The LPS for the blade consists of four main elements: tip protection, surface protection, down conductor, and lightning band.

The tip protection consists of a solid metal tip (SMT) and an array of lightning receptors. The receptor array has four lines of receptors one along the leading and trailing edge of the windward and leeward shells. The SMT and receptors preferentially attract lightning resulting in few lightning attachment events to the glass shells or to the main portion of the blade. The SMT and receptors are connected with insulated, high voltage cable.

A portion of the windward and leeward shells between the receptor array and the root is covered with a metal mesh. As with the SMT and receptor array, the metal mesh provides a preferred lightning attachment point to protect the uncovered portion of the blade from direct lightning strikes. The metal mesh is connected to the receptor array and the down conductors.

**RESTRICTED**

Document no.: 0010-6424 V05  
 Document owner: Platform Management  
 Type: T05 - Manual

Lightning Protection and EMC  
 Lightning Protection

Date: 2013-12-05  
 Restricted  
 Page 7 of 16

The down conductor consists of two insulated high voltage cables routed along the leading and trailing edges of the blade. All of the high voltage cables exceed the requirements in IEC 61400-24.

The down conductors terminate at the blade band at the root of the blade. The blade band serves as the interface to the lightning current transfer unit (LCTU). See section 2.6 Protection of Main Bearings, p. 8 for more information about LCTU.

**2.5 Protection of the CoolerTop®**

The equipment placed on top of the cooler system is protected by use of rods and receptor rings. All metallic parts are equipotentially bonded to the interior steel structure of the nacelle.

**NOTE** The Mk 1 version of CoolerTop® is still valid and is used in the field.

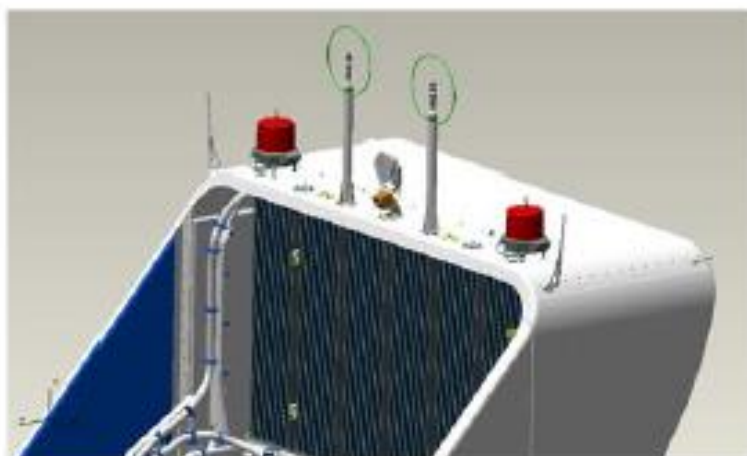


Figure 2-3: Ultrasonic anemometers and aviation obstruction light at the rear end of the nacelle roof (MK 1 version of CoolerTop®)

**RESTRICTED**

Document no.: 0010-8424 V05  
 Document owner: Platform Management  
 Type: T05 - Manual

Lightning Protection and EMC  
 Lightning Protection

Date: 2013-12-05  
 Restricted  
 Page 8 of 16

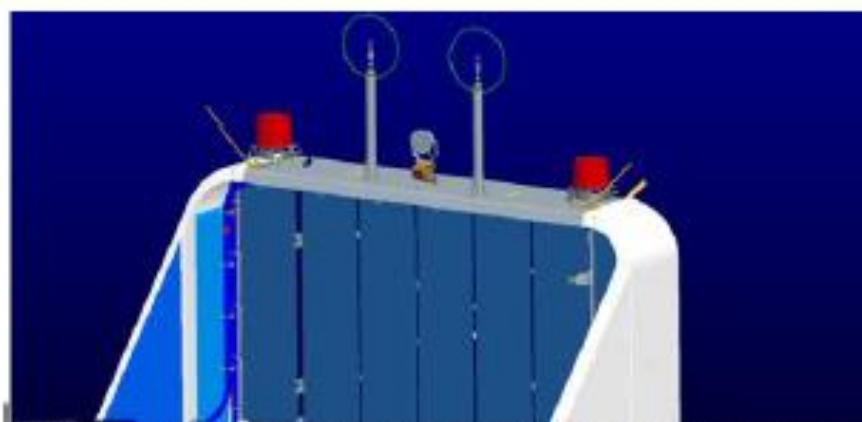


Figure 2-4: Ultrasonic anemometers and aviation obstruction light at the rear end of the nacelle roof (Mk 2 version of CoolerTop®)

## 2.6 Protection of Main Bearings

In order to conduct the lightning current from the individual blades to the nacelle base without penetrating the hub and the main bearings, a rotating lightning current transfer unit (LCTU) is used between the blades and the nacelle.

The down conductor from each individual blade is kept isolated from the hub chassis and connected to the nacelle chassis through the LCTU.



Figure 2-5: LCTU between blades and nacelle chassis

The LCTU is tested to ensure its ability to conduct lightning current.



## 2.7 Lightning Down-Conducting System from Nacelle to Tower

From the nacelle, there are structural steel connections to the top yaw flange. In order to avoid current penetration through the yaw gears and bearing, brass lightning current transfer contacts are installed in the yaw bearing.

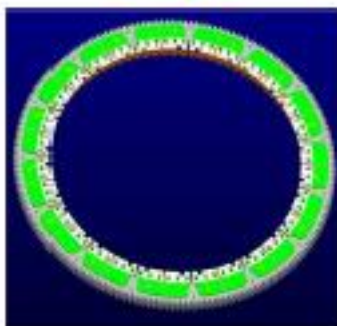


Figure 2-6: Yaw bearing protection

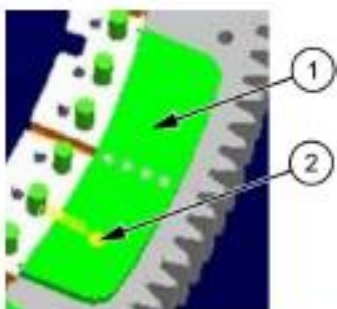


Figure 2-7: A bronze piece is shown on a nylon slide plate

1 Slide plate

2 Bronze piece

## 2.8 Tower Structure

There are two types of towers, one is a steel tower and the other is a new hybrid tower (steel top and a concrete bottom).

The towers act as a structural down conductor with a very large cross sectional area, resulting in a low voltage drop across the tower.

## 2.9 Down-Conducting System From Tower Base to Earthing System

In the tower bottom, all earthing cables and earthing connections are connected to the main earth bonding bar.

**RESTRICTED**

Document no.: 0010-8424 V05  
 Document owner: Platform Management  
 Type: T05 - Manual

Lightning Protection and EMC  
 Lightning Protection

Date: 2013-12-05  
 Restricted  
 Page 10 of 18

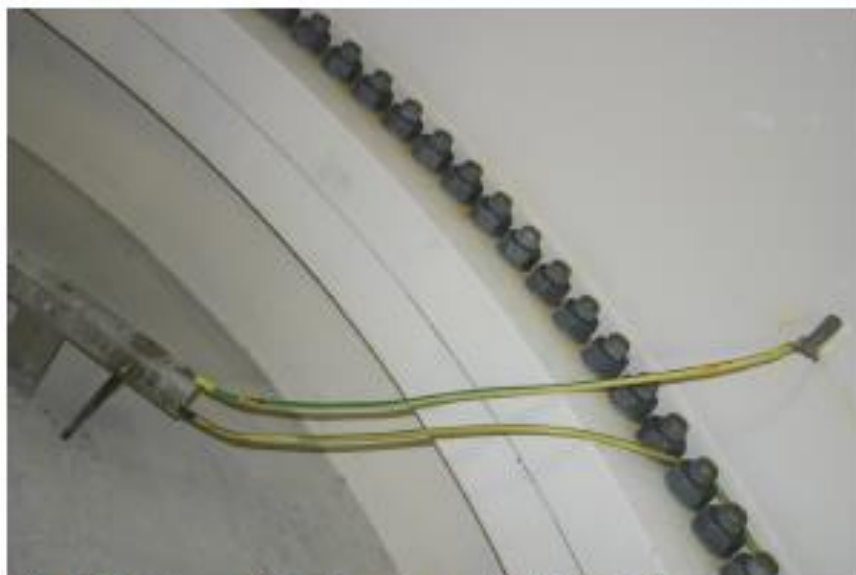


Figure 2-8: Connection between tower and main bonding bar

## 2.10 Protection of Electrical and Control Systems

It is important to protect the high-voltage transformer against lightning. Vestas has ensured this by installing high-voltage arrestors at the high-voltage terminals and surge protection devices on the low-voltage side.

## 2.11 Earthing Systems

### 2.11.1 Onshore Wind Turbine

There are two types of earthing systems, one is the Vestas earthing system and the other is an external supplied earthing system, which is a part of hybrid tower solution.

A hybrid tower earthing system is a combination of a Vestas earthing and the supplier earthing system. The hybrid tower consists of a steel top and a bottom part made of concrete. The earthing system for the hybrid tower is a part of the supplier scope work (not a Vestas scope). The hybrid tower and belonging earthing system certifications are obtained by the supplier.

The description below is valid for both the Vestas earthing system and the hybrid tower earthing system:

The earthing system is designated as safety earthing as well as a functional earthing 'Type B arrangement'.

From a single wind turbine perspective, the earthing system principally consists of three individual earthings. The first is the foundation earthing itself. The second and third are the earth interconnection wires between each turbine and horizontal earthing electrode.

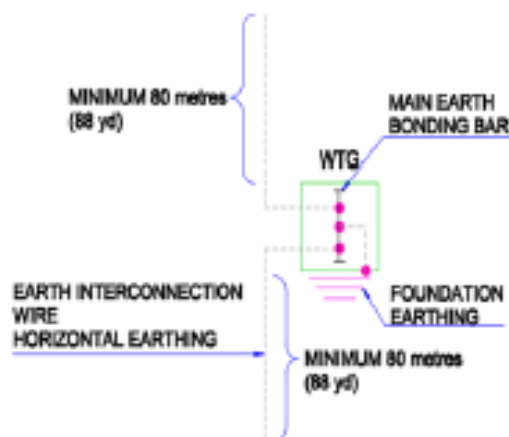


Figure 2-9: Principal drawing of the Vestas earthing system

In the earthing system, the turbines in a wind park or a grid of wind turbines are additionally interconnected by an earth interconnection wire as one joint earthing system.

The earthing system is the earthing system for the high-voltage system, the low-voltage system as well as the lightning protection system for each wind turbine. It is also an earthing system for the high-voltage distribution system within the wind park.

In terms of lightning protection of the wind turbine, Vestas has no requirements for a certain minimum resistance to remote earth (measured in ohms) for this system. The earthing for the lightning protection system is based on the design and construction of the Vestas earthing system following IEC standards.

A part of the earthing system is the main earth bonding bar placed where all cables enter the wind turbine. All earthing electrodes are connected to this main earth bonding bar. Additionally, equipotential connections are made to all cables entering or leaving the wind turbine.

Requirements in the Vestas earthing system specifications and work description are minimum requirements from Vestas and IEC. Local and national requirements, as well as project requirements, may require additional measures.

For more information on the Vestas earthing system, see 0000-3388 'Vestas Earthing System'.

**NOTE** For further information on hybrid tower earthing system, see supplier documentation, which will be available at a later stage.

### 2.11.2 Offshore Wind Turbines

The Vestas earthing system is designed as a 'Type B arrangement' based on foundation earthing (monopile). The monopile is also regarded as an additional

**RESTRICTED**

Document no.: 0010-8424 V05  
 Document owner: Platform Management  
 Type: T05 - Manual

Lightning Protection and EMC  
 Lightning Protection

Date: 2013-12-05  
 Restricted  
 Page 12 of 16

vertical earth electrode, in order to achieve the needed size and length for the earthing system in relation to the lightning protection system. In the Vestas earthing system, the turbines in a wind park or a grid of wind turbines are additionally interconnected by an interconnection wire as one joint earthing system.

A part of the Vestas earthing system is the main earth bonding bar placed where all sea cables in general enter the tower of the wind turbine. The earthing electrode itself is connected to the main earth bonding bar. Equipotential connections to all sea cables entering or leaving the wind turbine at the sea cable entrance are connected to the main earth bonding bar. The main earth bonding bar is welded/bolted directly to the bottom tower section; thereby connected directly to the tower and all other metal parts of the wind turbine. See Figure 2-10, p. 12 for the location of main earth bonding bar.



Figure 2-10: Possible position of the main earth bonding bar

Fibre optic cables with metallic cable screens or other metallic components will also be connected directly to the main earth bonding bar directly at the point of entrance. See Figure 2-11, p. 13 and Figure 2-12, p. 13.

RESTRICTED

Document no.: 0010-8424 V05  
 Document owner: Platform Management  
 Type: T05 - Manual

Lightning Protection and EMC  
 Lightning Protection

Date: 2013-12-05  
 Restricted  
 Page 13 of 18

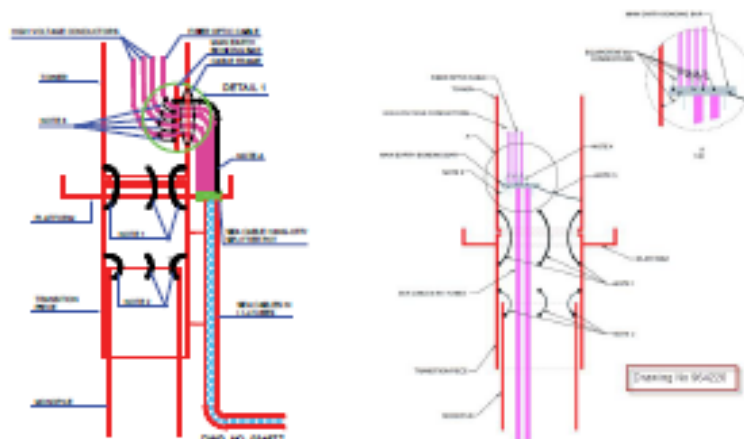


Figure 2-11: Principle drawing of Vestas earthing system for a J-tube installation

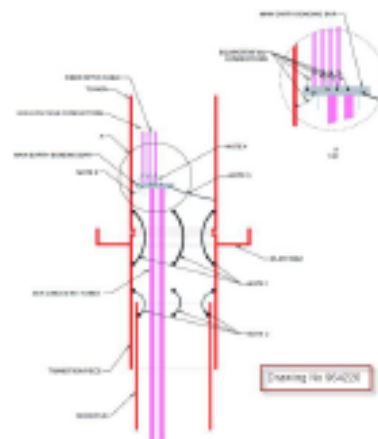


Figure 2-12: Principle drawing of Vestas earthing system for an I-tube installation

In general, all metal parts in and within reach of the wind turbine are interconnected and connected to the earthing system. As a result of this; when currents are running in the earthing system, all parts and surrounding soil/water will have the same potential. When all metal parts and surroundings are levelled at the same potential (voltage), no unacceptable touch or step potential (voltage) will occur.

For more information on the Vestas earthing system, see 0000-3388 'Vestas Earthing System'.

## 2.12 Verification

A nacelle (with a hub installed) was tested in a high-voltage and high-current laboratory. The nacelle and hub have been exposed to lightning parameters as close as possible to the parameters for LPL 1 as described in IEC 61400-24:2010. The test was performed while the turbine was operating in motor mode to ensure activation of all components.

The full-scale test performance is to verify that the entire turbine can withstand the lightning environment associated with the voltage and current pulses in IEC 61400-24:2010. The full-scale test also verifies that the design meets internal and external requirements of the lightning protection system of the hub and nacelle.

The blades have also been verified. The blade lightning test has been performed in compliance with IEC61400-24:24. The outcome was positive.

With such positive results from the full-scale lightning test of the V112 nacelle which is representative for the whole 3.3 MW series and the lightning test of the blade, Vestas has chosen not to implement a lightning measuring system in the turbine. The existing version of the lightning measuring system, which has been used in the past, is no longer sufficient to deliver the necessary data for optimizing the lightning protection system.

Vestas Wind Systems A/S · Hedeager 44 · 8200 Aarhus N · Denmark · www.vestas.com

**Vestas**

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

T05 0010-8424 Ver 05 - Approved - Exported from DMS: 2014-01-22 by PH1140

### 3 EMC

Vestas wind turbines are designed to fulfil the European EMC directive 2004/108/EC.

The motivation for the EMC directive is to ensure electromagnetic compatibility between electrical apparatus. See section 3.1.1 Essential EMC Requirements, p. 15 for detailed description.

In order to fulfil the European EMC directive, Vestas focus on three main areas:

- Component Inter-compliance
- Good engineering practices
- Wind turbine compliance

#### 3.1 Legislative References

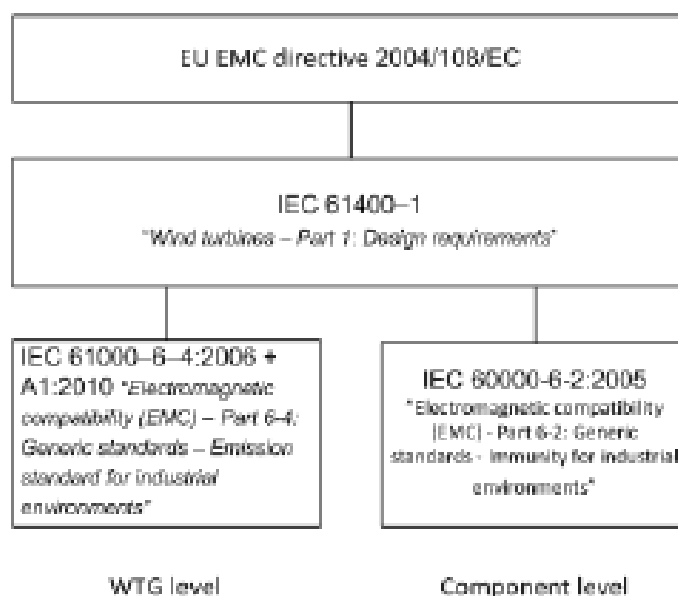


Figure 3-1: Legislative references

Vestas designs and manufactures according to the European Council requirements laid out in the EMC directive.

**DIRECTIVE 2004/108/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 15 December 2004 on the approximation of the laws of the Member States relating to electromagnetic compatibility.**

The EMC directive is fulfilled by using the verification methods described in the standard:

**RESTRICTED**

Document no.: 0010-8424 V05  
 Document owner: Platform Management  
 Type: T05 - Manual

Lightning Protection and EMC  
 EMC

Date: 2013-12-05  
 Restricted  
 Page 15 of 18

IEC 61400-1 'Wind turbines – Part 1: Design requirements' deals with safety aspects, quality assurance and engineering integrity, and specifies safety requirements for design, installation and operation of turbine generator systems.

IEC 61400-1 specifies essential design requirements to ensure the engineering integrity of wind turbines. Its purpose is to provide an appropriate level of protection against damage from all hazards during the planned lifetime. This standard is concerned with all subsystems of wind turbines such as control and protection mechanisms, internal electrical systems, mechanical systems and support structures. This standard applies to wind turbines of all sizes.

IEC 61000-6-4:2006 + A1:2010 with the title 'Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-4: Generic standards – Emission standard for industrial environments'.

IEC 61000-6-4 defines the measurements setup and applicable test limits, for industrial equipment.

For immunity to radiated and conducted disturbances all electrical components installed in the wind turbine meets the requirements of the relevant product standards or at least the requirements of the IEC 61000-6-2.

### 3.1.1 Essential EMC Requirements

Essential EMC requirements are laid out in ANNEX I of the EMC directive 2004/108/EC as 'Protection requirements' and 'Specific requirements for fixed installations'.

Protection requirements:

Equipment shall be so designed and manufactured, having regard to the state of the art, as to ensure that:

- The electromagnetic disturbance generated does not exceed the level above which radio and telecommunications equipment or other equipment cannot operate as intended.
- It has a level of immunity to the electromagnetic disturbance to be expected in its intended use which allows it to operate without unacceptable degradation of its intended use.

### 3.2 Component Inter-Compliance

To ensure component inter-compliance, all active electronic components must fulfil generic EMC compliance and Vestas reliability requirements due to harsh lightning environment.

The Vestas reliability requirements cover additional EMC test cases, which represent the associated effects from lightning.

### 3.3 Good Engineering Practices

To fulfil the requirement of good engineering practices, Vestas has developed several custom tailored design guidelines, specifically targeting installation of specific components and parts in a wind turbine.

An evaluation of the EMC and lightning installation methods are performed and completed on a system level.

RESTRICTED

Document no.: 0010-8424 V05  
Document owner: Platform Management  
Type: T05 - Manual

Lightning Protection and EMC  
EMC

Date: 2013-12-05  
Restricted  
Page 16 of 16

### 3.4 Wind Turbine Compliance

The evidence for fulfilling the essential requirements in the EMC directive is the execution of a *Final Field Emission* measurement.

The *Final Field Emission* measurements are a set of *in situ* measurements performed on complete wind turbine.

---

**NOTE** *In situ* is a Latin phrase that translates literally to 'In Position'.





---

The test setup is based on the *in situ* measurement specified in CISPR16 and modified in accordance with CISPR11.



10.8 ANNEXE 8 : CERTIFICAT DU RESPECT DES NORMES POUR SIEMENS 3.2-101

10.8.1 ANNEXE 8.1 : CERTIFICAT DE CONFORMITE IEC61400-1 : 2005

									
<b>DET NORSKE VERITAS</b>									
<b>TYPE CERTIFICATE</b>									
<b>SWT-3.0-101 DD</b>									
<b>TC-222210-A-13</b> Type Certificate number	<b>2014-05-22</b> Date of issue								
<b>Manufacturer:</b> <b>Siemens Wind Power A/S</b> Borupvej 16 DK - 7330 Brande									
Valid until: 2017-07-05									
<p>Conformity evaluation has been carried out according to <b>IEC 61400-22: 2010 "Wind Turbines - Part 22: Conformity Testing and Certification"</b>. This certificate attests compliance with IEC 61400-1 ed. 3: 2005 incl. A1 and IEC 61400-22 concerning the design and manufacture.</p>									
<p><b>Reference documents:</b></p> <table><tr><td>Final Evaluation Report:</td><td>PD-2222-15VDBR5-85 rev. 5</td></tr><tr><td>Design Evaluation Conformity Statement:</td><td>DE-222210-A-13</td></tr><tr><td>Type Test Conformity Statement:</td><td>TT-222210-A-13</td></tr><tr><td>Manufacturing Conformity Statement:</td><td>MC-222210-A-13</td></tr></table>		Final Evaluation Report:	PD-2222-15VDBR5-85 rev. 5	Design Evaluation Conformity Statement:	DE-222210-A-13	Type Test Conformity Statement:	TT-222210-A-13	Manufacturing Conformity Statement:	MC-222210-A-13
Final Evaluation Report:	PD-2222-15VDBR5-85 rev. 5								
Design Evaluation Conformity Statement:	DE-222210-A-13								
Type Test Conformity Statement:	TT-222210-A-13								
Manufacturing Conformity Statement:	MC-222210-A-13								
<p><b>Wind Turbine specification:</b> IEC WT class: 1A/2A/2B. For further information see Appendix 1 of this Certificate.</p>									
<b>Date: 2014-05-22</b>  <b>Christer Eriksson</b>	<b>Date: 2014-05-22</b>  <b>Trine Bjerre Pedersen</b>								
<b>Management Representative</b> Det Norske Veritas, Danmark A/S	<b>Project Manager</b> Det Norske Veritas, Danmark A/S								
									
<b>DET NORSKE VERITAS, DANMARK A/S</b>									

DET NORSKE VERITAS  
 DANMARK A/S  
 TC-22210-A-13  
 TYPE CERTIFICATE



## APPENDIX 1 - WIND TURBINE TYPE SPECIFICATION

### General:

IEC WT class acc. to IEC 61400-1 ed. 3: 2005 incl. A1:	1A or 2A or 2B (see details below)		
Rotor diameter:	101 m		
Rated power:	3000 kW		
Rated wind speed $V_r$ :	12 m/s		
Hub height(s):	75m, 80m, 90m, 94m or 100m		
Operating wind speed range $V_{in}$ - $V_{out}$ :	3 – 25 m/s or for HWRT option 3 – 32 m/s (HWRT from 22 m/s)		
Design life time:	20 years		

### Wind conditions:

	1A	2A	2B
$V_{ref}$ (hub height):	50 m/s	42.5 m/s	42.5 m/s
$V_{ave}$ (hub height):	10 m/s	8.5 m/s	8.5 m/s
$I_{ref}$ acc. to IEC 61400-1 ed. 3: 2005 incl. A1:	0.16	0.16	0.14
Mean flow inclination:	8°	8°	8°

### Electrical network conditions:

Normal supply voltage and range:	Low voltage side: 690 V $\pm$ 10% High voltage side: 10.5 kV or 22 kV $\pm$ 10%
Normal supply frequency and range:	50 Hz or 60 Hz $\pm$ 4%/-6%
Voltage imbalance:	1%
Maximum duration of electrical power network outages:	No limits when requirements in manuals are followed

### Other environmental conditions:

Air density:	1.225 kg/m <sup>3</sup>
Normal temperature range acc. to IEC 61400-1 ed. 3:	-10°C to +40°C
Extension specified by Siemens Wind Power:	-20°C to +40°C Turbine derates above +36°C
Extreme temperature range:	-25°C to +50°C
Relative humidity:	Outside: 100% Inside Rotor-Nacelle Assembly: max. 95%
Solar radiation:	1000 W/m <sup>2</sup>
Description of lightning protection system:	Designed according to IEC 62305 and IEC 61400-24
Corrosion class:	External surfaces: C3 acc. to ISO 12944 Internal surfaces: C3 acc. to ISO 12944

DET NORSKE VERITAS  
DANMARK A/S  
TC-222210-A-13  
TYPE CERTIFICATE



**Main components:**

Blade type:	Siemens Wind Power A/S, B49-01, B49-01 (PC Rev.3) or B49-03 (PC Rev. 4)
Generator type:	Siemens Wind Power A/S, DD22
Control system:	Siemens Wind Power A/S, SICS
Tower types:	Tubular steel, HH 75: 3.0-T74.5-01 HH 80: 3.0-T79.5-03 HH 80: 3.0-T79.5-04 HH 90: 3.0-T89.5-05 HH 94: 3.0-T94.0-01 HH 100: 3.0-T99.5-01
Service lift:	Power Climber, Sherpa RD Avanti Service lift, SWP
Crane:	Lifket, STAR 050/95 Johs. Pedersen Maskinfabrik A/S, Jib Service Crane Version 2.

**Approved combination of wind class, tower, blade type and features:**

WT class:	Blade type:	Tower type:	HWRT:	Power Boost:	De-icing:
1A	B49-01	D3-3.0-101@1A-T74.5-211 (3.0-T74.5-01)	-	Optional	Optional
1A	B49-03 (PC Rev. 4)	D3-3.0-101@1A-T74.5-211 (3.0-T74.5-01)	-	Optional	Optional
1A	B49-01 (PC Rev. 3)	D3-3.0-101@1A-T79.5-212 (3.0-T79.5-03)	Optional	Optional	Optional
1A	B49-03 (PC Rev. 4)	D3-3.0-101@1A-T79.5-212 (3.0-T79.5-03)	Optional	Optional	Optional
1A	B49-03 (PC Rev. 4)	3.0-T94.0-01	-	Optional	Optional
2A	B49-01	D3-3.0-101@2A-T89.5-213 (3.0-T89.5-05)	-	Optional	Optional
2A	B49-03 (PC Rev. 4)	D3-3.0-101@2A-T89.5-213 (3.0-T89.5-05)	-	Optional	Optional
2B	B49-01	3.0-T79.5-04	-	Optional	Optional
2B	B49-01 (PC Rev. 3)	3.0-T79.5-04	-	Optional	Optional
2B	B49-03 (PC Rev. 4)	3.0-T79.5-04	-	Optional	Optional
2B	B49-01	3.0-T99.5-01	-	Optional	Optional
2B	B49-03 (PC Rev. 4)	3.0-T99.5-01	-	Optional	Optional

---

## 10.8.2 ANNEXE 8.2 : ELEMENTS JUSTIFICATIFS DU RESPECT DES NORMES IEC 61400-24 ET EN 62305-3

---

**SIEMENS**

Lightning Protection and Earthing, Siemens D3

Document ID: E W EN-10-0500-0837-02

2014.08.08

Restricted

Siemens corporate proprietary information

---

# Lightning Protection and Earthing Siemens D3

Siemens D3 includes SWT-3.0-101, SWT-3.0-108, SWT-3.2-101, SWT-3.2-108, SWT-3.0-113, and SWT-3.2-113.

## 1. Lightning Protection

### General

These specifications are valid for Siemens D3 wind turbines. This document reflects the current manufacturing specifications of a system of the wind turbine that is designed to prevent certain lightning to cause damage to the wind turbine. In this document, Siemens only provides a mechanical and technical description of the wind turbine. However, Siemens shall not be obliged to assume any liability for any direct and/or indirect damages on the turbine caused by lightning unless such damage is a direct result of defective design, manufacture, installation or maintenance.

### Design Basis

The overall design basis refers to the standard IEC 61400-24:2010 'Wind turbine generator systems - Part 24 Lightning Protection' and the standards for building technology IEC 62305-1-4 ED 2.0:2010, lightning protection level I.

### Blades

The blades are protected with a dedicated protection system. Each blade has lightning receptors fitted close to the tip and, for blade lengths from 40 m and up, at other locations along the blade. The receptors project slightly above the blade surface on both sides. A flexible integrated metal conductor located inside the blade provides the conduction path from the receptors to the hub.

### Hub

The hub casting is used as a natural bonding conductor to the main shaft. For the D3 wind turbines, the insulated lightning down conductor is fed through the hub to end on the shaft structure.

### Main Shaft and Bearing

To keep the main bearing sufficiently protected, brushes are used to carry the lightning current flow from the blades to the stator and further from the nacelle bed frame to the ground. These brushes function as an electrical connection giving a low impedance current path.

### Nacelle

The nacelle canopy is fabricated as a Faraday cage that provides protection for the components inside. All components protruding from the nacelle are protected against direct lightning impacts and EMI. At the transition into the nacelle, surge arrestors are used where necessary. There is a small area of the nacelle where, due to the construction of the shaft, there will be a zone where the lightning current runs from the shaft to the bedframe. Around this area there is an elevated magnetic field in front of the nacelle, in case of a lightning stroke through the blades.

### Equipment inside the Nacelle

Equipment inside the nacelle is grounded by natural bonding points and metal conductors.

### Yaw System

A pick-up system provides ground connection from the tower to the nacelle.

### Tower

The tower acts as a natural bonding part providing conduction from the nacelle to the earth. The wind turbine earthing system must be connected to a completing earthing system provided by the Purchaser.

### Electrical System

Surge arrestors in the main supply and communication connections by fiber optical cables provide protection from effects of nearby lightning strikes. The power supply of the control system is based on a UPS that gives a clean electrical environment for all computers and electronics. The Faraday cages of the hub, nacelle and tower provide damping of the magnetic field coupling for all energy containing components inside, i.e. lubrication, electrical and hydraulic systems. All signaling cabling is shielded, signal cables and power cables are separated, and all cubicles/connection boxes are made of metal and fitted with dedicated bonding. Siemens Wind Power recommends all cables leaving/entering the wind turbine being routed in a metal encapsulated manner.

### Outside placed equipment and cables

Equipment placed outside the wind turbine, e.g. a transformer placed outside the tower, has to be grounded in an appropriate manner and connected to the earthing system of the wind turbine. Additionally, cables entering/leaving the wind turbine have to be either covered in a metal encapsulation or installed deep enough in the ground/foundation so that the cables are placed under the reinforcement of the earthing system.

## 2. Earthing

### General

Siemens wind turbines are equipped with an equipotential bonding and down-conductor system designed according to IEC 62305 and IEC 61400-24. This system must be connected to an earthing system in the foundation provided by the employer.

The solution used by Siemens Wind Power for gravity foundation with double electrode rings is based on IEC 61400-24 (Annex I - Earth Termination System), which describes the possible choice of electrode arrangement (also defined in this standard).

### Requirements for Earthing System

Figure 1 depicts a principle drawing for a wind turbine earthing system and its connection to the tower. The turbine tower acts as the main bonding and down conductor system ("natural down conductor" according to IEC 62305-3, chapter 5.3.5) of the wind turbine.

The earthing system of the wind turbine foundation consists of several components, e.g. concrete reinforcement, ring electrodes, stainless steel outlets, anchor ring, and connection clamps. The electrical connection between tower and earthing system is realized via the foundation bolts which are electrically connected to the tower for the purpose of conducting fault and lightning currents to earth. In order to connect electrical equipment, e.g. the power unit, to the down-conductor system, the tower is equipped with PE pads (Protective Earth pads) realized as brackets. They will be directly mounted at the foundation bolts which are connected to earth.

The reinforcement in the foundation shall be systematically bonded using clamp connections. Furthermore, all metal parts in the foundation shall be bonded by clamp connections to the reinforcement. The same applies to the ring electrodes. All earthing system conductors, e.g. ring electrodes, shall be selected with at least 50 mm<sup>2</sup> bare copper wires. Similar metal works with a conductive cross section that corresponds to at least 50 mm<sup>2</sup> copper are also an option. In the latter case, caution to corrosion should be taken when selecting materials.

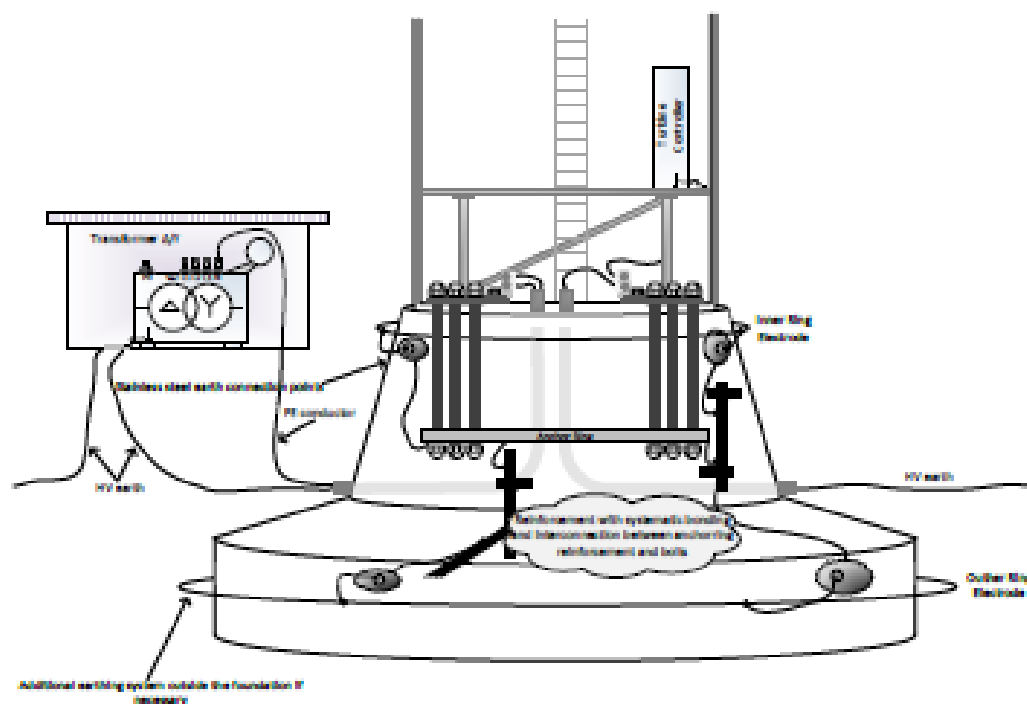


Figure 1. Principle Drawing of SWP Earthing System.

#### Connection between Electrical Systems and the Earthing System

The star point earthing system of the transformer LV windings must be connected to the wind turbine earthing system by means of a PE conductor that has to be connected to the PE pads in the tower.

The cross section area of the PE conductor must be in accordance with IEC 60364-5-54, and eventually local requirements have to be respected.

Siemens, however, requires the PE conductor cross section to be at least half of the phase conductor cross section.

High voltage cables connecting the wind turbine to a power grid shall be shielded and connected to the turbine earthing system. For onshore projects, a bare copper conductor of at least 50mm<sup>2</sup> shall be placed along all cable ducts and be connected to the earthing system of the turbine. The principle is depicted in figure 1.

#### Onshore Foundations

For onshore turbines the earthing system must include at least one inner earth ring electrode with a diameter of between 1 and 2 m larger than the tower bottom diameter, and one outer ring electrode with a diameter depending on the earthing system type (A or B) as stated in IEC 61400-24:2010.

#### Monopile and Jacket Foundation for Offshore Turbines

If foundation is of monopile or jacket type, surface to surface between transition piece and tower shall be metal-to-metal. In case a transition piece is not used, it is necessary to evaluate solutions for the connection.

**Offshore Gravitation Foundation**

The tower is connected to the foundation with a bolt welded to a steel plate cast in the foundation concrete such that it is in level with its top side. To the plate bottom side are welded three stainless steel rods, each attached to an outer re-bar iron. The kit is installed at four positions around the bottom flange perimeter (see figure 2).

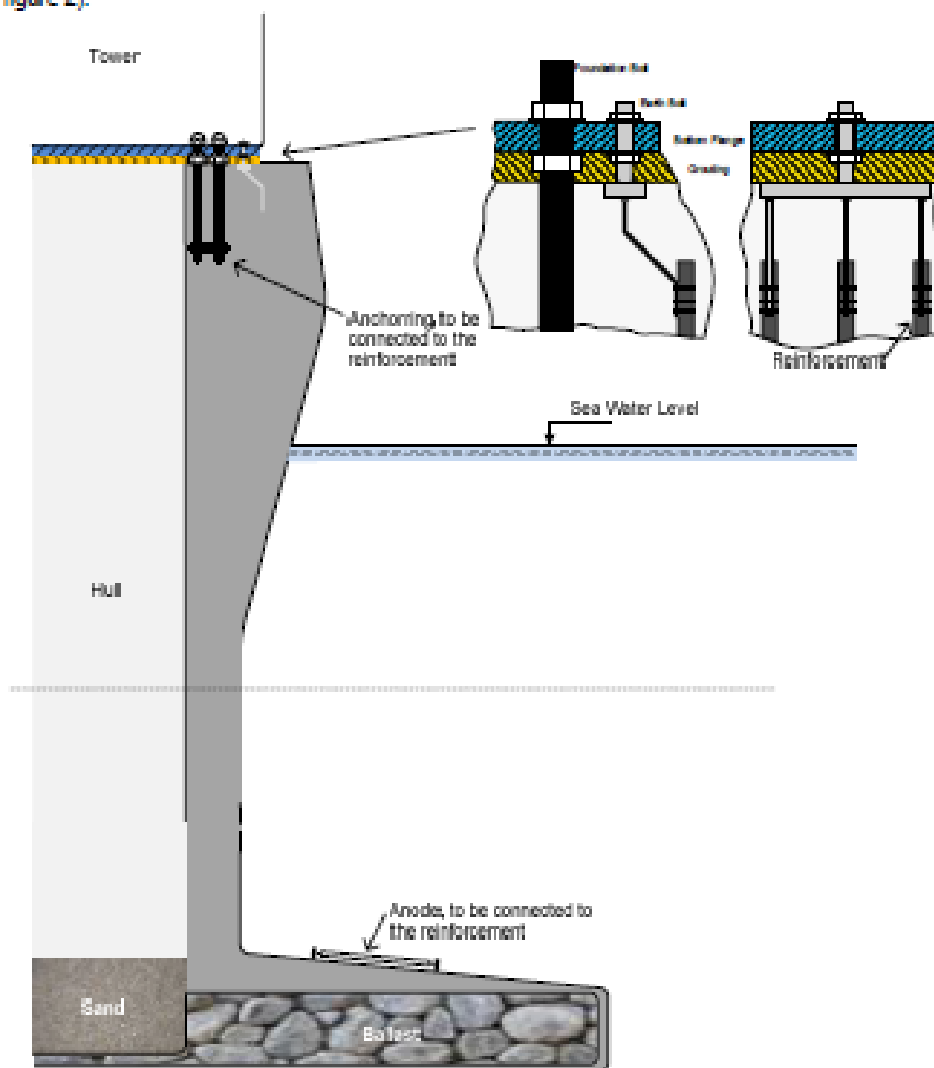


Figure 2. Earthing of Bottom Flange.

Siemens Wind Power and its affiliates reserve the right to change the above specifications without prior notice.

10.9 ANNEXE 9 : CERTIFICAT DU RESPECT DES NORMES POUR GE 3.2-103

10.9.1 ANNEXE 9.1 : CERTIFICAT DE CONFORMITE IEC61400-1 : 2005



**Statement of Compliance for the  
A-Design Assessment**

Registration-No.  
44 220 13486906-DA-GL, Rev. 1

Customer  
GE Energy GmbH  
Holsterfeld 16  
45489 Salzbergen  
GERMANY

Wind Turbine  
GE 2.85-100 (DFIG), GE48.7, LM48.7P  
GE 2.85-103 (DFIG), GE50.2E  
HH 75 m, HH 85 m, HH 98.3 m, 50 Hz

with the characteristic data given in the attached "Annex to Design Assessment"  
has been assessed by TÜV NORD concerning the design.

Assessed acc. to **WTGS Class IEC S (based on IEC II B)**

The design approval is based on the indicated documents as follows:

TÜV NORD Report No. 8109 486 906-1 EIX	Loads GE2.85-100, hh 75 m	Rev.0 dated April 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-1 EXII	Loads GE2.85-100, hh 85 m	Rev.0 dated April 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-1 EVIII	Loads GE2.85-100, hh 98.3 m	Rev.0 dated April 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-1 EXIX	Load Rose GE2.85-100, GE48.7	Rev.0 dated April 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-1 EXJ	Loads GE2.85-100, LM48.7, hh 85 m	Rev.0 dated April 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-1 EX	Loads GE2.85-100, LM48.7, hh 98.3 m	Rev.0 dated April 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-1 EXVI	Loads GE2.85-103, hh 75 m	Rev.0 dated April 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-1 EIII	Loads GE2.85-103, hh 85 m	Rev.0 dated Jan. 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-1 EII	Loads GE2.85-103, hh 98.3 m	Rev.0 dated Jan. 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-1 EXV	Load Rose, GE2.85-100, LM48.7	Rev.0 dated April 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-1 EXX	Load Rose, GE2.85-103, GE50.2	Rev.0 dated April 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-1 EXVIII	Load Envelope	Rev.0 dated April 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-1 EXXII	Variable Rating Concept	Rev.0 dated June 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-2 E	Safety System and Manuals	Rev.0 dated May 2013
TÜV NORD Report No. 8106 543 929-3 E	Rotor blade LM48.7 P	Rev.2 dated June 2013
TÜV NORD Report No. 8106 142 045-3 E	Rotor blade GE48.7g	Rev.4 dated May 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-3 E	Rotor blade GE50.2E	Rev.0 dated Aug. 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-4 E	Machinery Components	Rev.0 dated June 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-5 E	Electrical Components	Rev.0 dated July 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-6 EIV	Tower hh 75 m (MTS)	Rev.0 dated May 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-6 V	Tower hh 85 m (OPT. MTS)	Rev.0 dated June 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-6 EI	Tower hh 98.32 m (Opt. MTS)	Rev.0 dated April 2013



Statement of Compliance for the A-Design Assessment  
Registration-No. 44 220 13486906-DA-GL, Rev. 1



TÜV NORD Report No. 8109 498 906-9 E

Commissioning at Wieringermeer  
GE2.85-103 (DFIG)

Rev.0 dated March 2013

TÜV NORD Report No. 8108 141 884-12 E

Nacelle and Hub Cover


Rev.3 dated June 2013

**Normative references:** Certification scheme:  
Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH "Guideline for the  
Certification of Wind Turbines", Edition 2003 with Supplement 2004  
in combination with  
IEC 61400-1 "Wind turbine generator systems - part 1: Safety  
requirements", Second Edition, 1999-02

Any change in the design is to be approved by TÜV NORD. Without approval this Statement loses its  
validity.

Please also pay attention to the information stated overleaf

TÜV NORD CERT GmbH  
Certification Body for  
Wind Turbines



Dipl.-Ing. Christian Hering



Essen, 13<sup>th</sup> August 2013

Langerackstraße 26 • 45141 Essen • email: windenergy@tuv-nord.de

## Annex to A-Design Assessment

No. 44 220 13486906-DA-GL, Rev. 1



Principle technical turbine data of the GE 2.85-100 (DFIG), GE48.7, LM48.7P, GE 2.85-103, GE50.2E, 50 Hz

Main data	Type	
		Horizontal axis wind turbine with variable rotor speed
Rotor diameter		100 m & 103 m
Power regulation		Independent electromechanical pitch system for each blade
Rated power		2850 kW (variable rating from 2.85 MW to 2.5 MW by reduced torque)
Hub height		GE 48.7 & GE50.2 (75 m, 85 m & 98.3 m) LM 48.7 (85 m & 98.3 m)
Rated rotational speed		14.78 rpm
Operating range rotational speed		9.19 - 16.40 rpm
Cut-in wind speed		3.0 m/s
Rated wind speed		11.4 / 12.2 / 12.4 m/s (2.5 / 2.75 / 2.85 MW)
Extreme wind speed (50-year wind, $v_{50}$ )		42.5 m/s (IEC II B)
Annual average wind speed		8.5 m/s (IEC II B)
Kaimal model, $\lambda = 42$ m		Class for S-Class
Design life time		20 years
IEC 61400-1, class		S
Ambient Temperatures		-15 °C to +40 °C (Operation) $T_{min, year} = -10$ °C -20 °C to +50 °C (Survival) +15 °C (Annual average)
Air density		1.225 kg/m <sup>3</sup>
<b>Nacelle</b>	Design	GE Energy
	Drawing No.	103W4644 Rev.- (BTP-Nacelle)
<b>Nacelle cover</b>	Design	GE Energy
	Drawing No.	100W0061 Rev. A
<b>Rotor</b>	Cone angle	3°
	Tilt	4°
	Blade pitch angle	Variable
	Orientation	Upwind
<b>Blade</b>	Design	GE Energy
	Type	GE 48.7
	Material	Glass fibre reinforced epoxy
	Blade length	48.7 m
	Number of blades	3
	Drawing No.	103W1087 Rev. G
	alternative	
	Design / Manufacturer	LM Wind Power
	Type	LM 48.7 P
	Material	Fibre reinforced plastics
	Blade length	48.7 m
	Number of blades	3
	Drawing No.	DR-01022/A5 P07390

# Annex to A-Design Assessment

No. 44 220 13486906-DA-GL, Rev. 1



	<i>alternative</i>	
	Type	GE 50.2E
	Material	Glass fibre reinforced epoxy
	Blade length	50.2m
	Number of blades	3
	Design	GE Energy
	Drawing No	109W5076 Rev -
<b>Pitch System</b>		
<b>Pitch Motor</b>	Design	Build-to-Spec (3 per turbine)
	Vendor	Advance Motor & Drive
	GE Generic Part No	108W5452P001 (keyed shaft)
	GE Vendor Part No	104W9343P002
	Vendor Part No	FP9-4001
	<i>alternative</i>	
	Vendor	GE Motors
	GE Generic Part No	108W5452P001 (keyed shaft)
	GE Vendor Part No	108W5453P001
	Vendor Part No	5BT1359B002
	<i>alternative</i>	
	Vendor	Advance Motor & Drive
	GE Generic Part No	108W5452P002 (spline shaft)
	GE Vendor Part No	104W9343P003
	Vendor Part No	FP2-4002
	<i>alternative</i>	
	Vendor	GE Motors
	GE Part No	108W5452P002 (spline shaft)
	GE Vendor Part No	108W5453P002
	Vendor Part No	5BT1359B003
<b>Axis Cabinet 1</b>	Design	Build-to-Spec (1 per turbine)
	Vendor	GE Salem
	GE Part No	108W3157P001 (BBC)
	Vendor Part No	151X1246CA02SA02
<b>Axis Cabinet 2/3</b>	Design	Build-to-Spec (2 per turbine)
	Vendor	GE Salem
	GE Part No	108W3158P002 (BBC)
	Vendor Part No	151X1246CA02SA04
<b>Battery Box</b>	Design	Build-to-Spec (3 per turbine)
	Vendor	GE Salem
	GE Part No	104W9342P001
	Vendor Part No	151X1246CA02SA02
	<b>Battery</b>	<b>6 per cabinet</b>
	Vendor	EnerSys
	Vendor Part No	XE16

## Annex to A-Design Assessment

No. 44 220 13486906-DA-GL, Rev. 1



<b>Pitch bearing</b>	Design Type Designation	GE Energy Ball-bearing slewing ring 114W8338-G001/G002/G003
<b>Pitch drive</b>	Design / Manufacturer Type Designation Drawing No.	Liebherr Werk Biberach GmbH 3-stage planetary gearbox DAT 300/484 68 484 3000 98 1, index 4:1 (key shaft) 68 484 3000 98 2, index 0:4 (splined shaft)
	<i>alternative</i> Design / Manufacturer Type Designation Drawing No.	Nanjing High Speed Gear Manufacturer Co. Ltd. 3-stage planetary gearbox FDX104-01-00R1 FDX104A-01-00R1, rev -
<b>Rotor hub</b>	Design Type Material Drawing No.	GE Energy Cast part EN-GJS-400-18U-LT (EN 1563) 103W3174 Rev. A (Machining) 115W1908 Rev. C (Casting)
<b>Spinner</b>	Design Drawing No.	GE Energy 114W8781 Rev. - (Segment I – Nose Cone) 123W1907 Rev. C (Segment II – Panels) 103W3150 Rev. B (Assembly)
<b>Low Speed Rotor Lock</b>	Design / Manufacturer Type Designation Drawing No.	Svendborg Brakes A/S Hydraulic Rotor Lock LSA 240-120-101 114W4523, Rev -
<b>Main shaft</b>	Design Type Material Drawing No.	GE Energy Low alloy forged steel 34CrNiMo6 114W8331, Rev. A
<b>Low Speed Coupling</b>	Design / Manufacturer Type Designation Drawing No.	Tollok Shrink disc TLK 622 750 x1200 Y1789 TLK 622 750 x1200, Rev. 0
	<i>alternative</i> Design / Manufacturer Designation Drawing No.	Stüwe HDS 750-22-19 HDS 750-22-19, Rev. 0
<b>Front main bearing</b>	Design / Manufacturer Type Designation	NTN Bearing Corporation Double row tapered roller bearing CRD-15001CS1500PX1S30

## Annex to A-Design Assessment

No. 44 220 13486906-DA-GL, Rev. 1



<b>Rear main bearing</b>	Design / Manufacturer Type Designation	NTN Bearing Corporation Single row cylindrical roller bearing NU30710AGWC-S335S30
<b>Main gearbox 50 Hz</b>	Design / Manufacturer Type Designation Gear ratio	Winergy AG Planetary helical gearbox PZAB 3484 (shrink disc) 117,249
<b>Elastic foundation of the main gear box</b>	Design / Manufacturer Type Designation	ESM GmbH Elastomer bearing ML05_009_01_031 (rubber) ML03_004_052 (support)
<b>Rotor brake</b>	Design / Manufacturer Type Designation	Svendborg Brakes A/S Hydraulic braking system BSAK 3000-MS406-100
<b>Generator coupling</b>	Design / Manufacturer Designation Drawing No.	KTR Kupplungstechnik GmbH Radax-N 220 NANA 4 spec 559968, Index 1
<b>Main Frame</b>	Design Type Material Drawing No.	GE Wind Energy GmbH Casted part EN-GJS-400-18U-LT 103WM406 Rev. - (Machining) 103WM506 Rev. C (Fabrication)
<b>Generator frame</b>	Design Type Material Drawing No.	GE Wind Energy GmbH Welded part S355J2 103WM4363 Rev. A (Machining) 103WM4362 Rev. C (Fabrication)
<b>Yaw bearing</b>	Design Type Designation Drawing No.	GE Wind Energy GmbH Ball bearing slewing ring 120WD143 120WD143, Rev. -
<b>Yaw Drive</b>	Design / Manufacturer Type Designation Drawing-No. Motor	Liebherr-Werk Biberach GmbH 4-stage planetary gearbox DAT 450/2419 268 419 4000 KGF 588/6

Page 4 of 6

OK

## Annex to A-Design Assessment

No. 44 220 13486906-DA-GL, Rev. 1



	<i>alternative</i> Design / Manufacturer Type Designation  Drawing No. Motor	S.ME L srl (Rossi S.p.A.) 4-stage planetary gearbox RES 6000 GR4-KT-1123-13S-RYD-CW (EPW 6000 GR4-KT-RYD-S13S-CW) 609850 Rev. 0 HBZ 132 M6
	<i>alternative</i> Design / Manufacturer Type Designation Drawing No. Motor	Nanjing High Speed Gear Manufacturer Co. Ltd 4-stage planetary gearbox FDX207A-01-00R15 FDX207A-01-00R15, Rev. -, AKEJ132M1-6
<b>Yaw brake</b>	Design / Manufacturer Type Designation	Pintsch Bubenzer Hydraulic brake BACW 200
<b>Generator</b>	Design / Manufacturer Type Vendor Designation GE Designation Rated Power Rated speed Frequency Insulation class Degree of protection	Winergy double fed induction generator JPSA-630SR-04A 109W1595P01 3125 kW 1735 rpm 50 Hz F IP 34
	<i>alternative</i> Design Type Vendor Designation GE Designation Rated Power Rated speed Isolation class Degree of protection	INDAR double fed induction generator TAR630G4 109W1593P01 3125 kW 1735 rpm H IP 54
<b>Transformer</b>	Design / Manufacturer Type Rated power Frequency Rated voltage LV Rated voltage MV Rated voltage HV	Hainan Jinpan Electric dry type cast resin 3380 KVA 50Hz 0.69 kV 6 KV 10 KV
<b>Medium Voltage Switchgear</b>	Design / Manufacturer Designation	Schneider Electric RM6 (50 Hz)
	<i>alternative</i> Design / Manufacturer Designation	Ormazabal CGMCOSMOS or CGM 3

# Annex to A-Design Assessment

No. 44 220 13486906-DA-GL, Rev. 1



	<u>alternative</u> Design / Manufacturer Designation	VEI Fusarc
<b>Converter</b>	Design Type Vendor Designation GE Designation	GE Energy MMW DFIS CONVERTER 151X1249KA01SAD1 109W1596P001
<b>Tower</b>	Design Type Length Drawing No.	GE Energy Tubular steel tower with 5 sections 94.18 m 117W6946 Rev. - (opt. MTS - STW) 115W5147 Rev. - (TBR-STW, Type 2)
	<u>alternative</u> Type Length Drawing No.	Tubular steel tower with 4 sections 80.86 m 117W6950 Rev. - (opt. MTS-STW) 115W5145 Rev. - (TBR, Type 1))
	<u>alternative</u> Type Length Drawing No.	Tubular steel tower with 3 sections 70.86 m 123W2592 Rev. - (MTS-STW) 115W5145 Rev. - (TBR, Type 1)
<b>Control and safety system</b>	Design Type Software Version	GE Power & Water MarkEe V44.6.0 – V0.1

End of Annex

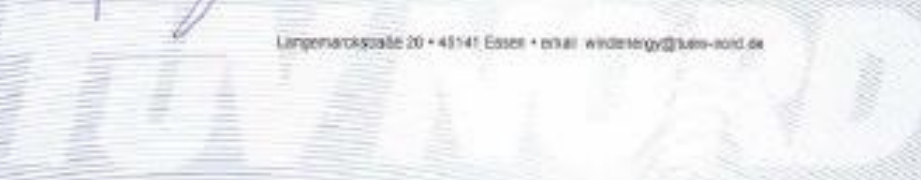
TÜV NORD CERT GmbH  
Certification Body for  
Wind Turbines

  
Dipl.-Ing. Christian Hering

 **DAkks**  
Deutsche  
Akkreditierungsstelle  
D-ZE-12007-01-02

Essen, 13<sup>th</sup> August 2015

Langenarckstraße 20 • 45141 Essen • email: windenergy@tuv-nord.de



---

10.9.2 ANNEXE 9.2 : ELEMENTS JUSTIFICATIFS DU RESPECT DES NORMES IEC 61400-24 ET EN 62305-3

---

GE Power & Water

# Technical Documentation

## Wind Turbine Generator Systems

### 2.x Series - 50 & 60 Hz

## Lightning Protection System

### Lightning Protection Zone Concept



imagination at work

© 2014 General Electric Company. All rights reserved.



---

## GE Power & Water

[www.ge-energy.com](http://www.ge-energy.com)

Visit us at  
[www.ge-renewable-energy.com](http://www.ge-renewable-energy.com)

### Copyright and patent rights

This document is to be treated confidentially. It may only be made accessible to authorized persons. It may only be made available to third parties with the expressed written consent of General Electric Company.

All documents are copyrighted within the meaning of the Copyright Act. The transmission and reproduction of the documents, also in extracts, as well as the exploitation and communication of the contents are not allowed without express written consent. Contraventions are liable to prosecution and compensation for damage. We reserve all rights for the exercise of commercial patent rights.

© 2014 General Electric Company. All rights reserved.

GE and  are trademarks and service marks of General Electric Company.

Other company or product names mentioned in this document may be trademarks or registered trademarks of their respective companies.



imagination at work

Lightning\_Protection\_2x\_DFIG\_BOTH\_DSA\_r02.docx

## Table of Contents

1	General	5
1.1	Requirements	5
1.2	Specification of the Protection Zones	5
1.3	Implementation	6
2	Foundation Ground Connection	7
2.1	Ground / Earth Resistance	8
	Resistance Verification and Resistance Improvements	8
2.2	Materials	8
2.3	Grounding Arrangements	8
3	Protection of the Tower	10
4	Protection of the Control Cables	10
5	Cables and Lead Wires at the Intersecting Points of the Lightning Protection Zones	10
6	Surge Voltage Protection of the Turbine Electrical System	10
7	Rotors	11
7.1	Discharges from the Rotor Blades	11
7.2	Protection of the Rotor Blade Adjustment Equipment	11
7.3	Discharge from the Rotor Hub	11
8	Protection of the Nacelle against a Direct Strike	12
8.1	Enclosure of the Nacelle	12
8.2	Grounding System of the Base Frame	12
8.3	Grounding System of the Generator and the Gearbox	12
8.4	Wind Speed Measurement Equipment	12
	Discharge from Wind Sensors	12
9	Protection of all Components in the WTGS against Damage	13
10	Equipotential Bonding	13
11	Discharge of the Lightning Currents	14
12	Applied Standards	14

CONFIDENTIAL - Proprietary Information. DO NOT COPY without written consent from General Electric Company.  
 UNCONTROLLED when printed or transmitted electronically.  
 © 2014 General Electric Company. All rights reserved.

Lightning\_Protection\_2x\_DWG\_10TH\_RM\_02.dwg

## 1 General

The lightning protection for the 2x DFIG Series wind turbines has been designed to protection level 1 according to IEC 61400-24 as defined by the GL Guideline for the Certification of Wind Turbines Edition 2010 and to protect against a 20 MJ/Ohm and 600 Coulombs lightning strike.

Lightning protection on the MV side by means of surge arrestors or other devices is solely in customer scope as the wind farm grid lay-out defines the required hardware.

### 1.1 Requirements

An EMC lightning protection zone concept was prepared in order to specify the lightning protection measures of the wind turbine. The necessity for protective measures was examined proceeding from a risk assessment which considered the following causes of damage:

- electric shock
- physical damage and
- malfunctions in electrical and electronic systems as a result of overvoltage

and which also considered potential types of damage such as:

- the loss of human life
- the loss of services
- the loss of irreplaceable cultural assets and
- economic losses

### 1.2 Specification of the Protection Zones

The lightning protection measures in the wind turbine were planned and executed on the basis of an EMC-oriented lightning protection zone concept. This means that the overall wind turbine is divided into different protection zones after the lightning protection class has been specified. The zones have the task of reducing conducted disturbance variables and disturbance fields to specified limit values. The requirements of the higher protection zone are to be complied with at the transitions between two protection zones.

---

CONFIDENTIAL - Proprietary Information. DO NOT COPY without written consent from General Electric Company.  
UNCONTROLLED when printed or transmitted electronically.  
© 2014 General Electric Company. All rights reserved.

Lightning\_Protection\_2x\_DFIG\_B0TH\_DN\_R02.docx

5/14

### 1.3 Implementation

Lightning protection class 0<sub>v</sub> is selected for areas in which objects are exposed to direct lightning strokes and therefore have to conduct the full lightning current. These areas are:

- rotor blades
- rotor hub
- nacelle enclosure
- the outside of the tower

Lightning protection class 0<sub>v</sub> is selected for areas in which objects are not exposed to direct lightning strokes, but in which an undamped electromagnetic field occurs, e.g. the anemometry equipment located on the nacelle and the inside of the space frame tower.

Lightning protection zone 1 applies for areas in which objects are not exposed to direct lightning strokes and in which the currents in all components within this zone are reduced in comparison with zones 0<sub>v</sub> and 0<sub>v</sub>. The electromagnetic field can also be damped in this zone, depending on the screening. These areas are:

- inside of the tower (excluding the space frame tower design)
- inside of control cabinets in the nacelle

Lightning protection zone 2 is a zone in which supplementary screening measures for a further reduction in the interference level have been implemented. This applies to the areas in the control cabinets located in the tubular steel tower.

The lightning protection systems in the wind turbine have the task of diverting the lightning currents arising from inevitable lightning strokes as well as the energy contained in the lightning to ground in a controlled manner.

The interference effects of the high current, which has an extreme broadband frequency, are reduced to appropriate levels by screening. The overvoltages that arise in the electrical equipment are rendered harmless by lightning arresters or surge arresters.

CONFIDENTIAL - Proprietary Information. DO NOT COPY without written consent from General Electric Company.  
UNCONTROLLED when printed or transmitted electronically.  
© 2014 General Electric Company. All rights reserved.

6/14

Lightning\_Protection\_2x\_DWG\_80TH\_BN\_r02.docx

## 2 Foundation Ground Connection

The function of the ground connection is to divert the lightning current to ground across the largest possible area. The higher the resistance between the foundation ground connection and the surrounding ground, the higher the voltage of the ground connection against the surrounding ground potential and thus against the feeders entering the tower.

Of particular importance during a lightning strike is not just the resistance of the earthing system, but also its inductance. As a lightning current contains many high frequency components, these interact with any earthing system inductance to produce very high transient impedances. As such, an earthing system that is installed using horizontal electrodes over approximately 50 m in length may have a very low earth resistance but could have a high transient impedance. If, for example, 60 m of additional horizontal electrode is required it would be better to use multiple electrodes of shorter lengths instead of one long conductor.

If the voltage between the feeders and the tower potential is too high owing to an excessive ground resistance, flashover or arcing may occur between the feeder and the parts connected to the tower, e.g. control cabinet housings.

The Buyer is responsible for the grounding design and installation requirements, and must encompass the minimum requirements herein.

The grounding system consists of ground ring conductors that limit the step and touch potential for personnel, and the ground rods that maintain a low ground resistance. The grounding system shall be designed to meet the following minimum requirements:

- All equipment and structures must be properly grounded, and an adequate earth ground grid installed, as necessary to provide for personnel safety, and safe operation of the equipment
- Proper equipment grounding for lightning and surge protection
- All specific country, state and local requirements (i.e. NEC and NESC) shall be adhered to in the grounding design, construction and installation
- In locations where adopted, the National Electrical Code (NEC) requirements shall be met and step touch potential limits shall be per the requirements of the National Electrical Safety Code (NESC)
- Local soil conditions and resistivity must be considered in the installation of the grounding system for the individual turbine site as well as for the area surrounding a group of turbines within an interconnected system.

CONFIDENTIAL - Proprietary Information. DO NOT COPY without written consent from General Electric Company.  
UNCONTROLLED when printed or transmitted electronically.  
© 2014 General Electric Company. All rights reserved.

Lightning\_Protection\_3x\_DWG\_BOTH\_EN\_02.docx

7/14

## 2.1 Ground / Earth Resistance

The grounding system must provide a ground / earth resistance of  $\leq 10$  Ohm Local Earth. See IEC 61400-24 and IEC 62305-3 Chapter 5.4.

If the resistance is above 10 Ohm, install an additional ground ring around the foundation. If the resistance remains above 10 Ohm after adding the additional grounding, a step voltage calculation with a risk analysis needs to be done.

### Resistance Verification and Resistance Improvements

The ground resistance should be measured upon completion of installation of the ground system. Measured ground resistance must be less than 10 Ohms ( $\Omega$ ) to ensure personnel and operation safety. If the ground/earth resistance is not less than 10 Ohms, the grounding system shall be improved by adding additional ground rods spaced equally around the perimeter of the grounding ring, and located no closer than 1.83 m (6 feet) apart, until the resistance is less than 10 Ohms ( $\Omega$ ). The electrode shall be installed such that at least 2.44 m (8 feet) of length is in contact with the soil. Grounding resistance measurements should be recorded in the contractor checklist documentation.



The resistance is measured with the cables not connected to the high voltage side of the transformer so that only the local grounding is measured and not counting any from any other collector cables.

## 2.2 Materials

Grounding materials shall follow the project site local construction norms, and be of tinned stranded copper conductor (cable), or alternatively, steel strips.

All steel strips shall have a minimum cross sectional area of 100 mm<sup>2</sup>, and either be 3.5 mm by 30 mm rectangular steel bars, or of circular shape.

## 2.3 Grounding Arrangements

Grounding connections are not to be connected to any anchor cages / anchor rods, or embedded steel plates.

Connection shall be by bolted or exothermic connectors; welded connections are unacceptable.

For the grounding arrangement plan and elevation views, the following system can be used as long as all national electrical standards are followed.

- The grounding ring embedded in the wind turbine foundation concrete will be 120 mm<sup>2</sup> [250 kcmil] bare copper cable or galvanized steel strips.
- The terminal lugs and the grounding ring in the soil will be 120 mm<sup>2</sup> [250 kcmil] bare copper cable or stainless steel strips.

CONFIDENTIAL - Proprietary Information. DO NOT COPY without written consent from General Electric Company.  
UNCONTROLLED when printed or transmitted electronically.  
© 2014 General Electric Company. All rights reserved.

Refer to Foundation specification for details on the inner and outer grounding rings. For the inner grounding ring, the typical detailing is to install the grounding ring on top of the bottom layer of steel reinforcing, and mechanically attach at a minimum of four (4) locations. The diameter of the inner grounding ring needs to be large enough so that the inner grounding ring is within 1.0 meter (39 inches) of the outer face(s) of the foundation perimeter. Locate the outer grounding ring at approximately 0.25 meters (10 inches) from the outer edge of the foundation at an installation depth of 1.0 meter (39 inches) below the top of grade. Where indicated, six (6) driven grounding rods equally spaced around the outer grounding ring is recommended; should never install less than four (4) grounding rods.

This grounding requirement has to be checked on a project specific basis. After completion of the foundation, the grounding resistance is checked from the outer of foundation to the electrodes #1/#2 (see test example below with R1 and R2). The resistance shall be measured with the cables not connected to the medium voltage side of the transformer so that only the local grounding is measured and not counting any contribution from other collector cables. If excessive values are obtained, additional grounding poles are driven into the soil and connected to the terminal lugs of the foundation ring ground connection, which project laterally from the foundation.

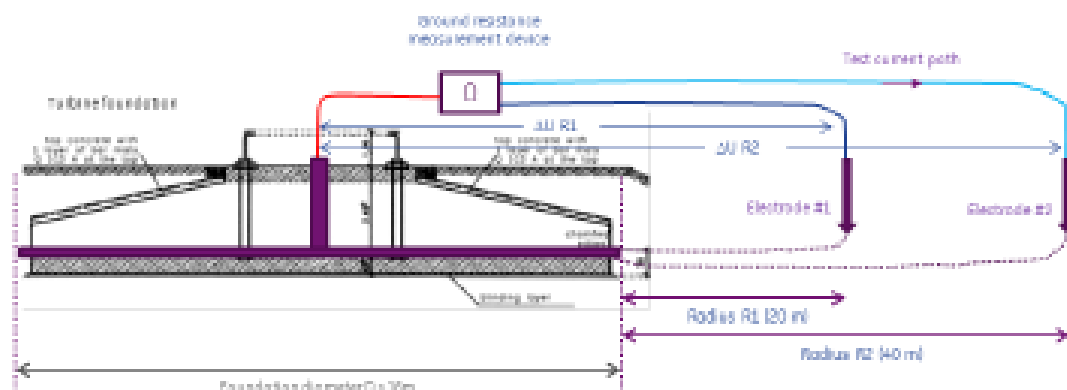


Figure 1: Test example

CONFIDENTIAL - Proprietary Information. DO NOT COPY without written consent from General Electric Company.  
 UNCONTROLLED when printed or transmitted electronically.  
 © 2014 General Electric Company. All rights reserved.

### 3 Protection of the Tower

The tower has been designed as a tubular steel tower or as a hybrid tower, tubular steel with steel reinforced concrete part, and is therefore suitable for discharging the lightning current. The electrical equipment in the tower is inside a Faraday cage and is therefore protected from direct lightning effects.

### 4 Protection of the Control Cables

The control cables used for the transmission of serial data are twisted pairs. Control signal lines 24 V DC to 1 A are wired in 24-core cables with overall shielding.

### 5 Cables and Lead Wires at the Intersecting Points of the Lightning Protection Zones

The cables and lead wires are provided with surge voltage and overcurrent protection components at the intersecting points of the lightning protection zones.

### 6 Surge Voltage Protection of the Turbine Electrical System

The installation of the surge protection and the transformer inside the power distribution panel is designed to achieve an equipotential bonding in the event of a lightning strike. Arresting devices capable of conducting lightning currents and with a protection level characteristic of  $I_b$  (10/350): 50 kA are used on the low-voltage bus bar.

The overall discharge capacity of the arresting devices is 200 kA at a protection level of 1.5 kV. The surge voltage protection in the MVSG is generally needed but it is not in the scope of GE. Figure 2 displays an example of a 3-field MVSG. The MVSG could also be be a different configuration, e.g. 2-field version.

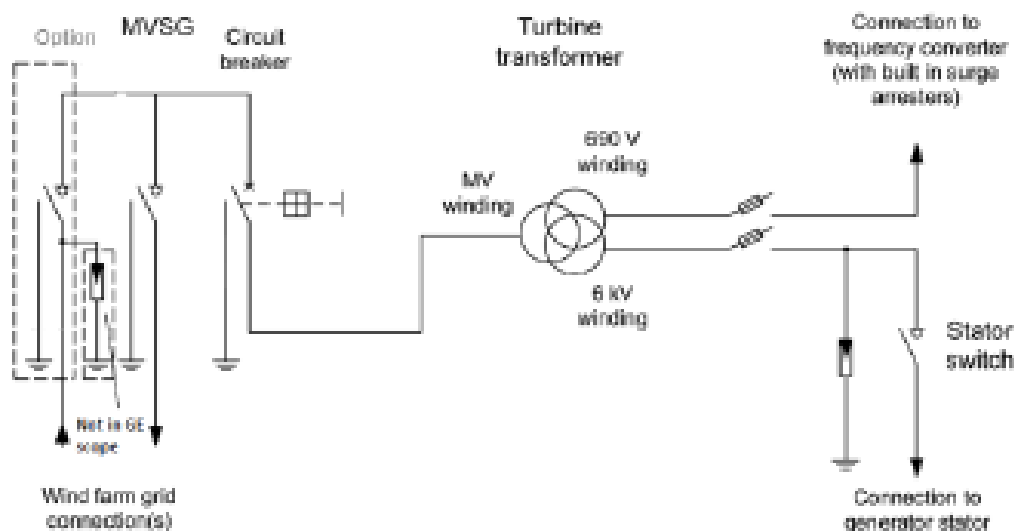


Figure 2: Surge voltage protection of the turbine electrical system

CONFIDENTIAL - Proprietary Information. DO NOT COPY without written consent from General Electric Company.  
UNCONTROLLED when printed or transmitted electronically.  
© 2014 General Electric Company. All rights reserved.



## 7 Rotors

### 7.1 Discharges from the Rotor Blades

The rotor blades are Lightning Protection Level 1 (LPL) and to protect against a 20 MJ/Ohm and 600 Coulombs lightning strike. Air termination receptors located on the blade surface have been arranged such that they minimize lightning strike damage in accordance with GL Wind Turbine Design Guidelines Edition 2010.

The air termination network is connected to a central down conductor cable from the tip to the root of the blade. The Lightning Protection System (LPS) is configured with a receptor located at the tip of the blade, which is the area with the highest lightning strike attachment probability.

### 7.2 Protection of the Rotor Blade Adjustment Equipment

The rotor hub is made of cast material which makes up the greater part of the screening, and screens the installations against direct strokes and magnetic fields caused by lightning currents which have been caught in the rotor blade. The openings to the rotor blades are closed by the special steel housings of the axis adjustment control cabinets, which also form a screening. The housings have a large-surface, conductive connection to the rotor hub by means of U-beams, and thus, offer only a negligible resistance to high-frequency currents.

### 7.3 Discharge from the Rotor Hub

The hub consists of ductile cast iron and is an arresting device, which is capable of conducting lightning currents. The lightning current is conducted away from the hub to the base frame via the rotor shaft and the carbon-brush with spark gaps dischargers mounted on the rotor shaft (tested to lightning protection class II). The current is discharged from the base frame to the tower via grounding cables or in parallel via the yaw bearing, which is capable of conducting lightning currents.

---

CONFIDENTIAL - Proprietary information. DO NOT COPY without written consent from General Electric Company.  
UNCONTROLLED when printed or transmitted electronically.  
© 2014 General Electric Company. All rights reserved.

## 8 Protection of the Nacelle against a Direct Strike

### 8.1 Enclosure of the Nacelle

The nacelle is made of glass-fiber reinforced plastic.

### 8.2 Grounding System of the Base Frame

The base frame is connected to the tower base via grounding cables and equipotential bonding strips. Lightning currents can be discharged to the tower in parallel via the yaw bearing, which is capable of conducting lightning currents.

### 8.3 Grounding System of the Generator and the Gearbox

The generator and the gearbox are insulated by rubber elements. Grounding is effected via copper grounding strips.

### 8.4 Wind Speed Measurement Equipment

#### Discharge from Wind Sensors

The wind speed measurement equipment on the nacelle is protected by an air-termination rod. This lightning rod is connected to the base frame of the nacelle.



Figure 3: Wind speed measurement equipment (example)



Figure 4: Wind speed measurement equipment (example)

CONFIDENTIAL - Proprietary Information. DO NOT COPY without written consent from General Electric Company.  
 UNCONTROLLED when printed or transmitted electronically.  
 © 2014 General Electric Company. All rights reserved.

## 9 Protection of all Components in the WTGS against Damage

All electrical equipment within the wind turbine is protected against the effects of a direct lightning strike and is located in lightning protection zones 1, 2 or 3.

The transition from lightning protection zone 0 (direct lightning effect) to lightning protection zone 1 is situated at the inlet of the feeder cables from the transformer station to the low-voltage distribution in the tower.

Arresting devices which are capable of conducting lightning currents and which have a protection level characteristic  $I_b$  (10/350): 50 kA (overall discharge capacity 200 kA) are used at this point. These arresting devices are able to limit surge voltages within the control cabinet to a voltage of 1.5 kV. However, this is not sufficient for all the electric equipment in the low voltage section.

For this reason, surge voltage protectors with a protection level characteristic of  $I_b$  (8/20) at 15 kA are installed decoupled from the lightning arresters. These are capable of limiting the arising surge voltage to 1 kV. In accordance with the manufacturer's specifications, all components used can cope with this surge voltage against ground. Components arranged downstream of these surge arresters are situated in lightning protection zone 2.

Sensitive electronic components are located in the devices used in the control cabinet (SPC or UPS). They are protected against surge voltages by appropriate input circuitry, by inductive or optical type galvanic decoupling or by surge arresters in the respective power supply units (lightning protection zone 3). Inductive capacitive interference is prevented by the electrical isolation and screening of the feeders and signal lines. The PLC and UPS are provided with a metal housing to protect against interference.

## 10 Equipotential Bonding

The medium-voltage transformer, the main cabinet, the low-voltage distribution and the medium voltage circuit breaker as well as the converter and the generator box are all connected directly to the frame.

Equipotential bonding is effected via several equipotential bonding strips. The transformer, medium-voltage control cabinet and converter are connected on equipotential bonding strips. In general all cabinets are connected to the overall grounding system.

The equipotential bonding strips are potentially joined to the potential of the machine frame.

CONFIDENTIAL - Proprietary information. DO NOT COPY without written consent from General Electric Company.  
UNCONTROLLED when printed or transmitted electronically.  
© 2014 General Electric Company. All rights reserved.

Lightning\_Protection\_2x\_DWG\_B074\_EN\_r02.docx

13/14

## 11 Discharge of the Lightning Currents

If a lightning discharge takes place via a rotor blade of the wind turbine generator system, the lightning current flows to the blade root via a receptor of the blade and then via the conductor in the rotor blade. From here, the current flows to the hub via the prestressed bearing, which is capable of conducting lightning currents.

The lightning current is conducted from the rotor shaft to the base frame of the turbine via carbon brushes which are capable of conducting lightning currents. The main bearing is protected from the high lightning currents by this means.

The lightning current flows from the base frame to the tower via the yaw bearing which is also prestressed and capable of carrying lightning currents. Partial lightning currents can be discharged to the tower base in parallel via the protective earth cables of the generator which are connected to the base frame via the equipotential bonding in the nacelle.

The steel tower is connected to the equipotential bonding strip in the area of the tower base. From here, the lightning current flows to the foundation or the ring ground connection of the wind turbine generator system.

Lightning discharges which take place via the lightning rod are conducted to the base frame. From here the current takes the same route as a discharge to a rotor blade.

## 12 Applied Standards


The following standards and guidelines were taken as a basis for the design of the lightning protection of the wind turbine generator system:

IEC 62305-2:2010	Protection against Lightning - Part 2: Risk Management
IEC 62305-3:2010	Protection against Lightning - Part 3: Physical Damage to Structures and Life Hazard
IEC 62305-4:2010	Protection against Lightning - Part 4: Electrical and Electronic Systems within Structures
IEC 61400-24, Edition 1.0 2010 06	Wind turbine generator systems, lightning protection for wind turbine generator systems
Germanischer Lloyd (GL) 2010	Guidelines for the certification of wind turbine generator systems

CONFIDENTIAL - Proprietary Information. DO NOT COPY without written consent from General Electric Company.  
UNCONTROLLED when printed or transmitted electronically.  
© 2014 General Electric Company. All rights reserved.

## 1.1 ANNEXE 10 : CERTIFICATS DE CONFORMITE DES LIAISONS ELECTRIQUES INTERIEURES

EXEMPLE DE CERTIFICAT POUR LE POSTE DE LIVRAISON ET LES POSTES DE TRANSFORMATIONS VIS-A-VIS DES NORMES NF C 13-100, NF C 13-200 ET EN ACCORD AVEC R 4214-3 A R 4215-17 DU CODE DU TRAVAIL.



Annexe au résumé de conclusion à utiliser dans le cadre d'une inspection pour mise en service (annexe à joindre à l'attestation de conformité soumise au visa de CONSUEL par l'installateur)

Nom du Site Poste de livraison Parc éolien "BHEGES" <sup>La Trévotière</sup>

Adresse Lieu dit "Les Chaillot"

Code postal 10170 Commune BHEGES

<b>1</b>	<b>1a ERT</b>	<input type="checkbox"/> Agricole <input checked="" type="checkbox"/> Industrielle <input type="checkbox"/> Tertiaire <input type="checkbox"/>										
	<b>1b ERP</b>	Classement _____ Type <input type="checkbox"/> 1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/> 4 <input type="checkbox"/> 5 <input type="checkbox"/> ERP/ERT dans Foyer logement										
	<b>1c Inst. Ext. Domaine Public</b>	<input type="checkbox"/> Éclairage public <input type="checkbox"/> Édicule <input type="checkbox"/>										
<b>2</b>	<b>PDL</b>	Alimentation <input type="checkbox"/> HTB <input checked="" type="checkbox"/> HTA <input type="checkbox"/> BT Mono. <input type="checkbox"/> BT Tri.										
		Puissance maxi <u>12300</u> KVA <input type="checkbox"/> DB 10/30 A <input type="checkbox"/> DB 15/45 A <input type="checkbox"/> DB 30/60 A <input type="checkbox"/> DB 60/90 A <input type="checkbox"/>										
<b>3</b>	<b>Règlementaire</b>	<input checked="" type="checkbox"/> R.4215-3 à R.4215-17 du CdT <input type="checkbox"/> Arrêté du 25/06/80 ERP de 1 <sup>er</sup> groupe										
	<b>Normatif</b>	<input type="checkbox"/> Arrêté du 22/06/90 ERP de 2 <sup>ème</sup> groupe <input type="checkbox"/> Arrêté du 30/12/2011 IGH										
<b>4</b>	<b>4a Limite du Contrôle</b>	Contrôle de l'ensemble de l'installation en aval du PDL : <input checked="" type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non										
	<b>4b Nature &amp; usage des locaux</b>	Contrôlés <u>Poste de livraison + 6 postes HT Parc éolien "BHEGES"</u>										
	<b>4c Inst. Ext. Domaine Public</b>	Au moins 30% des composants contrôlés : <input type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non										
<b>5 Réno. partielle</b> : <input type="checkbox"/> Oui <input checked="" type="checkbox"/> Non → Si Oui : Circuit ou parties de circuits rénovés compatibles du point de vue de la sécurité avec les parties non rénovés : <input type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non												
<b>6 Locaux inoccupés</b> : <b>6a</b> <input type="checkbox"/> Oui <input checked="" type="checkbox"/> Non → Si Oui : Somme des courants assignés des dispositifs de protections contre les surintensités des circuits installés ≥ I <sub>r</sub> (courant de réglage) de l'appareil de commande et de protection au PDL : <b>6b</b> <input type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non												
	Installations électriques			7b Contrôle		Installation achevée			7e Locaux inoccupés			
	N°	7a Présence	Oui	Non	Oui	Non	Tranche future	AE	AD	AG	BE	
Consommation	1	HT	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
	2	BT	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
	3	Chaufferie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
	4	Froid/Climatisation	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
	5	Enseignes HT	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
	6	Extérieures	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
	7		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
	8		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
Production	9	Photovoltaïque	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
	10	Cogénération	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
	11	Éolien	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
	12	Biomasse	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
	13		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				



EXEMPLE DE CERTIFICAT VIS-A-VIS DE LA NF C 15-100 REALISE LORS D'UNE VISITE PONCTUELLE POUR LES DEPARTS AU POSTE DE LIVRAISON ET POSTES HAUTE-TENSION/BASSE-TENSION

**VERIFICATION RELATIVE A LA PROTECTION DES TRAVAILLEURS**

La vérification a pour objectif de signaler les points de non-conformité des installations électriques par rapport aux textes de référence définis ci-dessous. Cependant la conformité des matériels marqués CE n'est pas remise en cause. Notre vérification se limite à leur adaptation aux conditions d'utilisation et à leur état apparent.

**Nota :** L'examen des matériels électriques en présentation ou destinés à la vente est exclu de notre vérification.

**INFORMATION DOCUMENTAIRE**

L'ensemble des éléments d'information ci-dessous est nécessaire à la réalisation de la vérification et est à fournir par le chef d'établissement tel que défini dans l'arrêté du 26/12/2011. Si l'un de ces éléments est incomplet ou absent, l'étendue de notre vérification sera limitée et peut conduire à des conclusions erronées. Toutefois, nous nous tenons à la disposition du chef d'établissement afin d'établir ou compléter ces documents dans le cadre d'une mission complémentaire (à l'exception du document « Déclaration CE de conformité »).

Documents		Avis
<b>Dossier Technique</b>		
1- Plans des locaux (listes des influences externes, zonage*)		Présenté
2 - Plan de masse à l'échelle des installations avec implantation des prises de terre et des canalisations électriques enterrées		Présenté
3 - Cahier des prescriptions techniques ayant permis la réalisation des installations		Présenté
4 - Schémas unifilaires des installations électriques (tableaux électriques)		Présenté
5 - Carnets de câbles		Présenté
6 - Notes de calcul pour le dimensionnement des canalisations et des dispositifs de protection		Présenté
8 - Déclaration CE de conformité et notice d'instruction des matériels dans les zones ATEX*		Sans objet
9- Liste des installations de sécurité et effectif max des différents locaux où bâtiments		Sans objet
10 - Copie des attestations de conformité en application du décret n° 72-1120 du 14/12/72		Sans objet
<b>DRPE</b>		
Document DRPE	Référence :	Sans Objet
<b>ERP :</b> Rapport de vérification réglementaire après travaux (RVRAT) des installations électriques		Sans Objet

\*Si un DRPE existe s'y reporter,

**TEXTES DE REFERENCE**

«CODE DU TRAVAIL Articles R.4215-3 à R.4215-17, R.4226-5 à R.4226-13 et leurs arrêtés pris pour application, normes applicables. »

**POSTE HT/BT E6 ET E7 ET DÉPART DANS PDL**

**Arrêtés :**

**Normes:**

- NF C 15-100
- NF C 13-200

**MODALITES DE VERIFICATION**

Nous avons été accompagnés totalement par :

M. DUCATTEAU, Chargé d'affaires MAIA

A l'issue de notre vérification, nous avons fait part de nos observations à :

☐ Se reporter à la liste écopicturale des observations

OPALE 01 - V4

Copyright Bureau Veritas 2012

page 6/26

rapport n° : 1367 00197.1.R

en date de 26/02/2013

