

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
<p>➤ Accident N°29385 - 22/12/2004 à MONTJOYER (26) « A la suite d'un dysfonctionnement du dispositif de freinage d'une éolienne, de la fumée et un bruit inhabituel sont perceptibles. Les pompiers envoient 2 fourgons pompes sur les lieux et installent un périmètre de sécurité. Ils constatent que les 3 pâles de l'éolienne se sont brisées, 2 sont tombées au sol désintégrées et la 3ème qui est cassée pend. La mise en sécurité est effective après l'arrêt de toutes les éoliennes par l'exploitant ; il n'y a aucune victime sur les lieux. En matière de sécurité une règle locale prévoit de respecter une distance de sécurité entre les voies de circulation et les installations d'éoliennes. Chaque éolienne développe 750 kW et est connectée au réseau 20 000 V. » Ce parc de Montjoyer-Rochefort est équipé de 23 éoliennes de type J48/750 (cf. ci-dessus).</p>									
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
<p>➤ N°42891 - 07/10/2006 - FRANCE - 29 - PLEYBER-CHRIST Une pale d'une des 5 éoliennes d'un parc se décroche et chute au sol, sans faire de victime. Deux autres évènements de ce type ont déjà affecté ces aérogénérateurs en 2004 (ARIA 42887 et 42889). L'accident se produit alors que le permis de construire du site a été annulé et qu'une nouvelle demande est en cours d'instruction. Le parc sera finalement démantelé en 2011.</p>									
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)
<p>➤ N°42909 - 18/11/2006 - FRANCE - 11 - ROQUETAILLADE Vers minuit, un incendie sur deux aérogénérateurs provoque la mise à l'arrêt de l'ensemble du parc éolien (par le système de contrôle automatique). Des chasseurs passant sur place le lendemain donnent l'alerte. Le feu est d'origine criminelle : des saboteurs sont entrés par effraction dans les mâts pour y placer des bouteilles de gaz de 13 kg, des pneus et des hydrocarbures. L'une des nacelles est totalement détruite. Sur l'autre, l'explosion de bouteille de gaz a propulsé une tôle de protection de la nacelle à 50 m et aurait soufflé les flammes. Les dégâts sont estimés à 2 millions d'€. Suite à l'accident, de nombreux détecteurs de présence sont installés sur le site. Les deux éoliennes sont reconstruites 2 ans plus tard dans le cadre de travaux d'extension du parc.</p>									

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	03/12/2006	Bondues	Nord	0,08	1993	Non	Sectionnement du mât puis effondrement d'une éolienne dans une zone industrielle	Tempête (vents mesurés à 137Kmh)	Article de presse (La Voix du Nord)
<p>➤ N°42895 - 03/12/2006 - FRANCE - 59 - BONDUES</p> <p>Une éolienne de 30 m de haut s'effondre sur la grille d'entrée d'une zone industrielle peu avant midi. L'accident ayant eu lieu un week-end, aucune victime n'est à déplorer. La machine installée depuis 13 ans avait fait l'objet d'un contrôle approfondi 5 mois plus tôt. Sectionnée à la base, elle doit être démontée et évacuée. Selon l'exploitant, la rupture se serait produite au cours de violentes rafales de vent. Ministère du développement durable - DGPR / SRT / BARPI - Page 6</p>									
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
<p>➤ N°43107 - 02/03/2007 - FRANCE - 50 - CLITOURPS</p> <p>Une pale d'aérogénérateur se brise. Un débris long de 5 m est projeté dans un champ à 200 m du mât. Averti en fin de matinée par un riverain, le maire contacte l'exploitant du parc éolien dont les bureaux sont situés à Montpellier. Celui-ci dépêche sur site son agent de maintenance local afin d'arrêter l'éolienne endommagée qui a continué à fonctionner.</p>									
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)
<p>➤ N°42896 - 11/10/2007 - FRANCE - 29 - PLOUVIEN</p> <p>Dans la matinée, un chasseur traversant un parc d'aérogénérateurs découvre une pièce métallique de 50 cm de diamètre. Il alerte un voisin puis la gendarmerie en fin de journée. Il s'agit d'une trappe de visite de 50 cm de diamètre tombée de la nacelle d'une éolienne située 70 m plus haut. Celle-ci est mise à l'arrêt. L'exploitant identifie une défaillance de la charnière de la trappe et modifie l'ensemble des charnières du parc.</p>									

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
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
<p>➤ Accident N°34340 - 10/03/2008 à DINEAULT (29)</p> <p>« L'une des 4 éoliennes installées depuis les années 2000 sur les hauteurs de Dinéault devient incontrôlable. Des coupures de courant dues à des vents de tempête soufflant à plus 100 km/h ont effectivement endommagé le dispositif d'arrêt automatique des pales prévu en cas de vents trop violents. Un bruit assourdissant est relevé, mais toute intervention humaine se révèle trop risquée tant que la tempête ne s'est pas calmée. En accord avec les services préfectoraux et la gendarmerie, la municipalité prend un arrêté pour établir un large périmètre de sécurité autour de l'installation et interdire les accès piéton et la circulation, aucune habitation n'étant implantée à proximité immédiate de ce site de production d'électricité. Chaque pale mesure 12,50 m, le risque redouté étant que l'une d'entre elles se détache et soit projetée au loin sous les bourrasques de vent. L'une de ces pales avait d'ailleurs commencé à se plier, risquant de frotter contre le mât. »</p>									
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)
<p>➤ N°42884 - 04/04/2008 - FRANCE - 29 - PLOUGUIN</p> <p>Dans l'après-midi, l'aile d'un bimoteur de tourisme léger heurte une pale d'éolienne. Aucun blessé n'est à déplorer. Le pilote, unique passager de l'appareil, réussit à atterrir sur l'aéroport de Brest-Guivapas et déclare l'incident aux autorités de l'aviation civile. Les gendarmes localisent l'éolienne et l'entreprise chargée de sa maintenance est contactée pour l'arrêter et pratiquer une expertise. Les mauvaises conditions météos (selon la préfecture, des "entrées maritimes" rendaient les conditions de vol difficile) ont conduit le pilote à voler au-dessous de l'altitude autorisée.</p>									
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)
<p>➤ N°42904 - 19/07/2008 - FRANCE - 55 - ERIZE-LA-BRULÉE</p> <p>En fin d'après-midi, une trentaine de débris en fibre de verre est retrouvée au sol à 150 m d'un éolienne. Le maire prévient la préfecture de la Meuse et la Protection civile vers 19h15 et l'équipe de permanence de la société exploitant le parc arrête l'éolienne à 19h45. Les projectiles, dont le plus gros mesure 5 m de long et pèse 50 kg, proviennent de l'extrémité d'une pale touchée par la foudre.</p>									

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
Incendie	28/08/2008	Vauvillers	Somme	2	2006	Oui	Incendie de la nacelle	Problème au niveau d'éléments électroniques	Dépêche AFP 28/08/2008
<p>➤ N°43109 - 21/08/2008 - FRANCE - 80 - VAUVILLERS</p> <p>Un incendie se déclare dans la matinée sur des éléments électroniques dans la nacelle d'une éolienne. Par manque de combustible, les flammes s'éteignent avant l'arrivée des secours. L'éolienne dont le mât mesure 100 m de haut est détruite mais la vingtaine d'autres générateurs du parc continue à fonctionner sans incidence sur le réseau de distribution d'électricité.</p>									
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)
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
<p>➤ Accident N°35814 - 26/01/2009 à CLASTRES (02)</p> <p>« Deux techniciens sont électrisés vers 19 h lors de la maintenance de compteurs électriques implantés au 1er niveau d'une éolienne. Gravement brûlés au 3ème degré et sur plus de 50 % du corps, ils sont transportés à l'hôpital en ambulance escortée par la gendarmerie, l'hélicoptère des secours ne pouvant décoller en raison des conditions météorologiques. Les 2 employés portaient leur harnais de sécurité et les compteurs étaient accessibles par un escalier extérieur. Une enquête est effectuée pour déterminer les conditions de l'accident. »</p>									
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
<p>➤ N°42906 - 21/10/2009 - FRANCE - 85 - FROIDFOND</p> <p>Un feu se déclare vers 20 h sur l'une des 9 éoliennes de 2 MW d'un parc mis en service 3 ans plus tôt. Les aérogénérateurs sont mis à l'arrêt par le système de contrôle automatique. Les pompiers éteignent l'incendie à 23 h. L'exploitant précise dans un communiqué de presse qu'à l'exception de l'éolienne détruite, aucun autre dommage n'a été observé. Un court-circuit dans le transformateur sec embarqué en nacelle serait à l'origine du sinistre.</p>									

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
Incendie	30/10/2009	Freysenet	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)
<p>➤ Accident N°37601 - 30/10/2009 à FREYSSENET (07)</p> <p>« Un feu se déclare vers 18h20 au sommet du rotor d'une éolienne de 70 m de haut, mise en service en 2005. Les secours n'engagent pas de moyens d'extinction mais mettent en place un périmètre de sécurité de 250 m et surveillent l'évolution du sinistre. Le matériel, en fibre de carbone et de verre, fond sous l'effet de la chaleur en dégageant de la fumée et en générant des nuisances olfactives perceptibles dans la vallée de l'Ouvèze. Devant le risque de détachement des pales, le lieu est sécurisé et la circulation interrompue sur la route proche pendant une semaine. Le réseau électrique de l'ensemble du parc éolien (5 aérogénérateurs) est coupé, empêchant le fonctionnement des signaux lumineux préventifs pour les aéronefs. Selon l'exploitant, un court-circuit faisant suite à une opération de maintenance serait à l'origine du sinistre. »</p>									
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
<p>➤ Accident N° 38999 – 19/09/2010 à Rochefort en Valdaire (26). Vers 10 h un feu se déclare simultanément sur 2 éoliennes hautes de 45 m et distantes de 3 km. L'une se disloque et projette des débris entraînant 2 incendies de végétation sur 3 500 et 1 500 m². Les pompiers établissent un périmètre de sécurité et éteignent les flammes vers 11 h. Des techniciens de maintenance se rendent sur place. Selon les secours qui ont constaté de forts coups de vent ce jour-là, le dysfonctionnement des freins hydrauliques automatiques sur 2 éoliennes aurait conduit à leur emballement et à l'incendie. Ce dispositif de sécurité a fonctionné correctement sur les 23 autres appareils du parc. La presse rapporte un incident avec projection de débris sur le même site le 22/12/04. Les pompiers font état d'un éloignement important des points d'eau (8km), de l'inadéquation de leurs moyens urbains ne permettant pas l'accès aux principaux éléments situés en hauteur et de la nécessité de procédures et de consignes opérationnelles adaptées à ce type d'installations. Les deux éoliennes se seraient emballées en raison de forts vents et suite à un dysfonctionnement du système de freinage, ce qui aurait entraîné une surchauffe à l'intérieur de la nacelle puis un départ de feu. Cet incident n'a engendré aucun dommage matériel (en dehors des éoliennes) ni humain. Les deux éoliennes endommagées, hautes de 45 mètres et distantes l'une de l'autre d'environ 3 km font partie du parc de Montjoyer-Rochefort équipé de 23 éoliennes de type J48/750 (Jeumont, 750 kW). Ce parc a été mis en service fin 2004. Un incident similaire s'était déjà produit sur ce parc en décembre 2004 (cf. ci-dessous accident de Montjoyer). Les éoliennes J48 ont été construites par Jeumont-Framatome (filiale d'AREVA). Il s'agit de machines d'ancienne génération de type Stall (freinage par décrochage aérodynamique) de technologie française. La production des J48/750 est aujourd'hui arrêtée.</p>									
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'éolienne. L'homme de 22 ans a été secouru par le GRIMP de Nantes. Aucune fracture ni blessure grave.		Interne SER-FEE
<p>➤ Accident N° 39464 – 15/12/2010 à POUILLE-LES-COTEAUX (44) « A 10 h, un employé chargé de la maintenance d'une éolienne fait une chute de 3 m à l'intérieur de la nacelle, située à 98 m du sol. Le technicien est gravement blessé au dos mais ne présente ni fracture ni atteinte de la moelle épinière. Une équipe du GRIMP l'évacue par l'extérieur de l'éolienne et le transfère dans un hôpital à Nantes »</p>									
Transport	31/05/2011	Mesvres	Saône-et-Loire	-	-	-	Collision entre un train régional et un convoi exceptionnel transportant une pale d'éolienne, au niveau d'un passage à niveau Aucun blessé		Article de presse (Le Bien Public 01/06/2011)

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	04/01/2012	Widehem	Pas-de-Calais	0,75	2000	Non Jeumont	Bris de pales, dont des fragments ont été projetés jusqu'à 380 m. Aucun blessé et aucun dégât matériel (en dehors de l'éolienne).	Tempête + panne d'électricité	Base de données ARIA
<p>➤ Accident N°41578 - 04/01/2012 - FRANCE - 62 - WIDEHEM</p> <p>Alors que le vent souffle en rafales à plus de 100 km/h, les 6 éoliennes d'un parc se mettent en arrêt de sécurité vers 20h50. Sur l'une d'elles, une pale se disloque, percute le mât puis une seconde pale. Des débris sont projetés à 160° jusqu'à 380 m sur 4,3 ha. Des usagers de l'A16 voisine signalent l'accident à l'aube. Sur place à 8h30, la force publique met en place un périmètre de sécurité. La vitesse sur l'autoroute est localement réduite à 90 km/h. La dépose des pales endommagées débute le 09/01. Les 5,4 t de déchets industriels banals, soit 35 m³, sont éliminées par la filière adaptée. Un arrêté préfectoral impose le maintien à l'arrêt des installations dans l'attente d'une réparation et d'essais confirmant leur sécurité. Les pertes matérielles sont estimées à 800 kEuros. Le manque à gagner se monte à 20 kEuros par semaine d'arrêt. Juste avant l'accident, une perte d'alimentation sur le réseau 20 kV pendant 300 ms a provoqué l'indisponibilité prolongée du poste source alimentant le site. Cette coupure électrique a déclenché la mise en sécurité passive des éoliennes (ouverture des électrovannes commandant le circuit hydraulique de freinage). Selon l'exploitant, les violentes rafales instantanées (150 km/h) enregistrées le 3/01 ont pu endommager la pale en générant des efforts excédant les valeurs admissibles. Les fortes contraintes mécaniques lors de l'arrêt brutal de la rotation auraient alors déclenché sa dislocation. L'intrados de la pale se serait séparé de l'extrados avant de percuter le mât puis l'autre pale. L'éolienne détruite était également la seule du parc dépourvue de dispositif de ralentissement aérodynamique en bout de pale actionné par la force centrifuge. Elle en sera désormais équipée. Ce système protège mécaniquement les pales en réduisant la vitesse de rotation avant l'activation du frein hydraulique. Suite à l'accident, la vitesse de bridage des éoliennes est par ailleurs temporairement abaissée de 25 à 19 m/s. Ce modèle d'éolienne installé au début des années 2000 est impliqué dans au moins 2 autres accidents (ARIA 29385 et 38999).</p>									
Maintenance	06/02/2012	Lehaucourt - Gricourt	Aisne	2	2008	Oui Vestas V80 2 MW	Lors d'une opération de maintenance dans la nacelle, un arc électrique (690 V) blesse deux soustraitants, l'un gravement et l'autre légèrement.	Non précisée	Base de données ARIA

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
<p>➤ Accident N°41628 - 06/02/2012 - FRANCE - 02 - LEHAUCOURT</p> <p>Vers 11 h au cours d'une opération de maintenance dans la nacelle d'une éolienne de 100 m de hauteur, un arc électrique (690 V) blesse deux sous-traitants, l'un gravement (brûlures aux mains et au visage) et l'autre légèrement (brûlures aux mains). Les 2 victimes descendent par leurs propres moyens. Les pompiers hospitalisent l'employé le plus gravement atteint et s'assurent qu'il n'y a plus de risque dans la nacelle. Le maire s'est rendu sur place. La gendarmerie et l'inspection du travail effectuent des enquêtes. Les victimes portaient leurs EPI lors des faits. Un accident similaire s'était produit en 2009 (ARIA 35814).</p>									
Rupture de pale	11/04/2012	Corbières-Maritimes	Aude	0,66	2000	Non	Projection à 20 m d'un débris de pale long de 15 m. Aucun blessé et aucun dégât matériel (en dehors de l'éolienne).	Foudre	Base de données ARIA
<p>➤ N°43841 - 11/04/2012 - FRANCE - 11 - SIGEAN</p> <p>Une éolienne se met en arrêt automatique suite à l'apparition d'un défaut à 10 h. Des agents de maintenance la réarment à 12h14. Un défaut de vibration apparaît 11 minutes plus tard. Sur place, les techniciens constatent la présence d'un impact sur le mât et la projection à 20 m d'un débris de pale long de 15 m. Un périmètre de sécurité de 100 m est mis en place et l'éolienne est mise en sécurité (pales en drapeau). Au moment de l'accident, la vitesse du vent était de 10 à 12 m/s. L'inspection des installations classées a été informée. L'expertise d'assurance attribue l'accident à un impact de foudre sur l'éolienne. Un an plus tard, celle-ci est toujours arrêtée.</p>									
Chute de pale	18/05/2012	Chemin d'Ablis	Eure-et-Loir	2	2008	Oui Repower MM92 2.0	Une des trois pales de l'éolienne s'est décrochée. Aucun blessé et aucun dégât matériel (en dehors de l'éolienne).	Rupture du roulement qui raccordait la pale au rotor. Présence de traces de corrosion.	Base de données ARIA
<p>➤ Accident N°42919 - 18/05/2012 - FRANCE - 28 - FRESNAY-L'EVEQUE</p> <p>Dans un parc de 26 éoliennes de 2 MW mis en service en 4 ans plus tôt, la détection vers 3 h par le système de supervision d'une oscillation anormale d'un aérogénérateur provoque sa mise à l'arrêt. L'équipe de maintenance d'astreinte constate à 8 h la chute d'une pale (9 t, 46 m) au pied de l'installation et la rupture du roulement qui raccordait la pale au hub. Le pied de mat se situe à 190 m de la D389 et à 400 m de l'A10. L'inspection des installations classées se rend sur place le 23/08. L'analyse des relevés des capteurs et des compte-rendus d'entretien ne révèle aucune anomalie ni signe précurseur (contraintes anormales qui auraient pu endommager le roulement, vibration suspecte avant la rupture, différence d'orientation des pales, défaut d'aspect visuel lors des contrôles...). Des traces de corrosion sont détectées dans les trous d'alésages traversant une des bagues du roulement reliant pale et hub. Selon le fabricant, cette corrosion proviendrait des conditions de production et de stockage des pièces constitutives du roulement. L'installation est remise en service fin octobre après remplacement de la pale endommagée et mise en place de nouveaux roulements possédant une protection contre la corrosion. L'exploitant met en place une détection visuelle de la corrosion dans les alésages, qu'il prévoit de remplacer à terme par un procédé instrumenté conçu spécifiquement.</p>									

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	30/05/2012	Corbières-Maritimes	Aude	0,2	1991	Non Vestas V25 200	Les rafales de vent à 130 km/h observées durant la nuit ont provoqué l'effondrement de la tour en treillis de 30 m de haut.	Tempête	Base de données ARIA
<p>➤ Accident N°43110 - 30/05/2012 - FRANCE - 11 - PORT-LA-NOUVELLE</p> <p>Un promeneur signale à 7h30 la chute d'une éolienne. Les rafales de vent à 130 km/h observées durant la nuit ont provoqué l'effondrement de la tour en treillis de 30 m de haut. Construit en 1991, l'aérogénérateur de 200 kW faisait partie des premières installations de ce type en France. Il était à l'arrêt pour réparations au moment des faits. Le site, ouvert au public, est sécurisé.</p>									
Rupture de pale	01/11/2012	Rézentières - Vieillespesse	Cantal	2,5	2011	Oui Nordex N90 2.5	Un élément de 400 g constitutif d'une pale d'éolienne est projeté à 70 m du mât.	Non précisée	Base de données ARIA
<p>➤ Accident N°43120 - 01/11/2012 - FRANCE - 15 - VIEILLESPESE</p> <p>Un élément de 400 g constitutif d'une pale d'éolienne est projeté à 70 m du mât, à l'intérieur de la parcelle clôturée du parc de 4 aérogénérateurs de 2,5 MW mis en service en 2011.</p>									
Incendie	05/11/2012	Corbières-Maritimes	Aude	0,66	2000	Non Vestas V47 660	L'incendie s'est déclaré en partie basse de l'éolienne. Les flammes ont ensuite atteint la nacelle.	Non précisée	Base de données ARIA

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
<p>➤ Accident N°43228 - 05/11/2012 - FRANCE - 11 - SIGEAN</p> <p>Un feu se déclare vers 17 h sur une éolienne de 660 kW au sein d'un parc éolien ; un voisin donne l'alerte à 17h30. Des projections incandescentes enflamment 80 m² de garrigue environnante. Les pompiers éteignent l'incendie vers 21h30. L'exploitant met en place un balisage de sécurité à l'aube le lendemain. A la suite de la chute d'une pale à 15h20, un gardiennage 24 h / 24 est mis en place. Le 08/11, la municipalité interdit par arrêté l'accès au chemin menant à l'éolienne. Le feu s'est déclaré en partie basse de l'éolienne (transformateur ou armoire basse tension). Les flammes ont ensuite atteint la nacelle, sans doute en se propageant le long des câbles électriques (non résistants au feu) à l'intérieur du mât. Un dysfonctionnement du frein de l'éolienne à la suite de la perte des dispositifs de pilotage résultant de l'incendie en pied pourrait avoir agi comme circonstance aggravante. Cet accident met en lumière la nécessaire tenue au feu des câbles, les possibilités de sur accident (propagation de l'incendie à la végétation environnante, chute de pale) et des pistes d'amélioration dans la détection et la localisation des incendies d'éoliennes, ainsi que dans la réduction des délais d'intervention.</p>									
Chute de pale	06/03/2013	Escales-Conilhac	Aude	0,75	2003	Non Jeumont J48 750	Une des trois pales de l'éolienne s'est décrochée. Aucun blessé et aucun dégât matériel (en dehors de l'éolienne).	Problème de fixation de la pale.	Base de données ARIA
<p>➤ N°43576 - 06/03/2013 - FRANCE - 11 - CONILHAC-DE-LA-MONTAGNE</p> <p>A la suite d'un défaut de vibration détecté à 19h05, une éolienne se met automatiquement à l'arrêt. Sur place le lendemain à 9 h, des techniciens du constructeur trouvent au sol l'une des 3 pales qui s'est décrochée avant de percuter le mât. L'éolienne est mise en sécurité (2 pales restantes mises en drapeau, blocage du rotor, inspection du moyeu). Un périmètre de sécurité de 30 m est établi au pied de l'éolienne et la municipalité interdit l'accès à la zone. L'accident est déclaré à l'inspection des installations classées 48 h plus tard. L'une des pales de cette éolienne avait déjà connu un problème de fixation en novembre 2011. Les fixations de cette pale au moyeu avaient été remplacées et le serrage des vis des 2 autres avait été contrôlé en avril 2012. La veille du défaut de vibration, la machine s'était arrêtée après la détection d'un échauffement du frein et d'une vitesse de rotation excessive de la génératrice. Un technicien l'avait remise en service le matin même de l'accident sans avoir constaté de défaut.</p>									
Incendie	17/03/2013	Fère-Champenoise-Euvy-Corroy	Marne	2,5	2011	Oui GE 100 2.5	L'incendie s'est déclaré dans la nacelle de l'éolienne. L'incendie a entraîné la chute d'une des trois pales.	Non communiquée	Base de données ARIA

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
<p>➤ N°43630 - 17/03/2013 - FRANCE - 51 - EUVY</p> <p>Des usagers de la N4 signalent vers 15h30 un feu dans la nacelle d'une éolienne. L'exploitant arrête 7 des 18 aérogénérateurs du parc. Un périmètre de sécurité de 150 m est mis en place. Le sinistre émet une importante fumée. Une des pales tombe au sol, une autre menace de tomber. Des pompiers spécialisés dans l'intervention en milieux périlleux éteignent le feu en 1 h. 450 l d'huile de boîte de vitesse s'écoulent, conduisant l'exploitant à faire réaliser une étude de pollution des sols. Les maires des communes voisines se sont rendus sur place. Au moment du départ de feu, le vent soufflait à 11 m/s. La puissance de l'éolienne était proche de sa puissance nominale. La gendarmerie évoque une défaillance électrique après avoir écarté la malveillance. Le parc, mis en service en 2011, avait déjà connu un incendie quelques mois plus tôt selon la presse. Les 18 machines sont inspectées. A la suite de l'accident, l'exploitant et la société chargée de la maintenance étudient la possibilité d'installer des détecteurs de fumées dans les éoliennes</p>									
Foudre	20/06/2013	Labastides sur-Besorgues	07			Oui Enercon E44 900	Pale déchirée par la foudre	Foudre	Base de données ARIA
<p>➤ N°45016 - 20/06/2013 - FRANCE - 07 - LABASTIDE-SUR-BESORGUES</p> <p>Un impact de foudre endommage vers 15h30 une éolienne : une pale est déchirée sur 6 m de longueur, le boîtier basse tension et le parafoudre en tête d'installation au poste de livraison sont détruits. Des installations du réseau électrique et téléphonique sont également endommagées. L'éolienne est mise en sécurité et un périmètre de sécurité est établi. La municipalité, l'aviation civile (défaut de balisage), les services de l'électricité et du téléphone, la société en charge de la maintenance et l'inspection des installations classées sont informés. L'impact enregistré le plus proche de l'éolienne au moment de l'orage est donné avec une intensité de 94 kA. L'exploitant change les 3 pâles et redémarre l'éolienne le 02/08/13. Le fabricant de l'éolienne indique que ce type d'incident est exceptionnel (incursion d'un arc électrique dans la pale conduisant à une montée en pression de l'air intérieur), aucune dérive fonctionnelle du système parafoudre n'ont été trouvées.</p>									
Incendie	09/01/2014	Vent de Thiérache 02	Ardenne s	2,5	2013	Oui Nordex N100 2.5	L'incendie s'est déclaré dans la tour de l'éolienne, au niveau des câbles de puissance puis s'est propagé le long du mât pour atteindre la nacelle qui a pris feu.	Défaillance électrique	Base de données ARIA

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
<p>➤ N°44831 - 09/01/2014 - FRANCE - 08 - ANTHENY</p> <p>Un feu se déclare vers 18 h au niveau de la partie moteur d'une éolienne de 2,5 MW. Le parc éolien est isolé électriquement. Un périmètre de sécurité de 300 m est instauré. Le feu s'éteint de lui-même vers 20 h. La nacelle est détruite, le rotor est intact. Le balisage aéronautique de la machine étant hors-service, les services de l'aviation civile sont alertés. La presse évoque un incident électrique pour expliquer le départ de feu. L'éolienne sinistrée est démantelée le 17/06 par basculement à l'explosif. Cette opération nécessite la mise en place d'un périmètre de sécurité d'un kilomètre.</p>									
Chute de pale	20/01/2014	Corbières-Maritimes	Aude	0,660	2000	Non Vestas V39	Une des trois pales de l'éolienne s'est décrochée. Aucun blessé et aucun dégât matériel (en dehors de l'éolienne).	Problème de fixation de la pale.	Base de données ARIA
<p>➤ N°44870 - 20/01/2014 - FRANCE - 11 - SIGEAN</p> <p>Une des éoliennes d'un parc s'arrête automatiquement à 3h09 à la suite d'un défaut "vibration". Sur place à 9h30, les techniciens de maintenance (assurée par le fabricant des éoliennes) retrouvent une pale de 20 m au pied du mât. Les 2 autres pales sont toujours en place. Un périmètre de sécurité de 100 m est établi autour de l'éolienne et surveillé par une société de gardiennage pour éviter l'intrusion de tiers. L'ensemble des machines du parc est mis à l'arrêt pour inspection puis redémarré, à l'exception de l'éolienne endommagée dont la pale sera remplacée. L'exploitant informe l'inspection des installations classées ainsi que la mairie et déclare le sinistre auprès de ses assureurs dans l'après-midi. Le morceau de pale détaché est évacué du site en vue d'une expertise. Lors de l'accident le vent soufflait entre 18 m/s et 22 m/s. L'expertise identifie la cause directe de la chute de la pale : des fissures sont détectées sur la pièce en aluminium appelée "alu ring", située à la base de la pale. Cette pièce sert de jonction entre la pale en fibre de verre et le moyeu métallique. Toutes les éoliennes du parc, sauf une, sont équipées de cette pièce. Avant remise en service du parc (qui avait été mis à l'arrêt suite à l'incident), des contrôles ultrasonores sont réalisées sur l'ensemble des pièces "alu ring". 2 pales sont maintenues à l'arrêt à cause de la découverte d'une fissuration avancée de cette pièce. L'exploitant prévoit le remplacement, d'ici fin 2014, des pales des éoliennes à l'arrêt par des pièces faisant l'objet d'un nouveau design. Les autres feront l'objet d'un contrôle périodique afin de suivre l'évolution des fissures et de pouvoir programmer, le cas échéant, le remplacement ou la réparation des pales défectueuses.</p>									
Chute de pale	14/11/2014	St-Cirguesen-Montagne	07			Oui Senvion MM82	Chute d'une pale lors d'un orage. Débris projetés à 150 m	Expertise	Base de données ARIA
<p>➤ N°45960 - 14/11/2014 - FRANCE - 07 - SAINT-CIRGUES-EN-MONTAGNE</p> <p>La pale d'une éolienne chute vers 15h10 lors d'un orage. Des rafales de vent atteignent les 130 km/h. L'élément principal chute au pied de l'éolienne, mais certains débris sont projetés à 150 m. Les secours établissent un périmètre de sécurité et ferment la voie d'accès. L'exploitant sécurise la pale endommagée et bloque la rotation de la nacelle. L'installation est expertisée et les 8 autres éoliennes du parc sont inspectées.</p>									

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
Projection d'élément	05/12/2014	Fitou			11	Non Nordex N60 1.3	Extrémité d'une pale projetée à 80 m	Décollement de fibre de verre	Base de données ARIA
<p>➤ N°46030 - 05/12/2014 - FRANCE - 11 - FITOU</p> <p>A leur arrivée dans un parc éolien, des techniciens de maintenance constatent que l'extrémité d'une pale d'une éolienne est au sol. Il s'agit d'une des 2 parties de l'aérofrein de la pale. Cette partie, en fibre de verre, mesure 3 m de long. Elle est retrouvée à 80 m du mât. La seconde partie de l'aérofrein constitue sa partie mécanique interne. Ces éléments là sont encore en place sur la pale. L'éolienne est arrêtée et mise en sécurité, la pale endommagée vers le bas. L'exploitant effectue une inspection visuelle des pales des 8 autres éoliennes du parc. En première approche, l'exploitant attribue l'incident à une défaillance matérielle ou à un décollement sur les plaques en fibre de verre. Les morceaux récupérés au sol sont envoyés au centre de maintenance de l'exploitant pour expertise.</p>									
Incendie	29/01/2015	Remigny	02			Oui Siemens SWT 2.3	Incendie en phase de test avant mise en service	Défaut d'isolation	Base de données ARIA
<p>➤ N°46304 - 29/01/2015 - FRANCE - 02 - REMIGNY</p> <p>A 6h25 un feu se déclare dans une éolienne. Celle-ci est automatiquement mise à l'arrêt sur alarme du détecteur de fumée. Sur place à 7h30, des employés constatent la présence de flammes et de fumée. Ils alertent les pompiers. A cause des fumées, ces derniers ne parviennent pas à approcher de la source de l'incendie. Ils doivent attendre leur dissipation. A 9h20 ils réussissent à progresser dans l'éolienne et éteignent l'incendie. Les dommages matériels sont estimés à 150 ke. Les 1 500 l d'eau utilisés pour le nettoyage sont pompés. Un défaut d'isolation au niveau des connexions des conducteurs de puissance serait à l'origine du sinistre. Le câble mis en cause assure la jonction entre la base et le haut de la tour. Ce défaut aurait provoqué un arc électrique entre 2 phases ce qui aurait initié l'incendie. L'éolienne n'était pas encore en exploitation, mais en phase de test. L'exploitant prévoit de tester la qualité de l'isolation de tous les câbles de puissance avant la mise en service. Il prévoit également de réaliser des mesures thermiques sur tous les câbles de puissance à 80% de leur charge nominale.</p>									
Incendie	06/02/2015	Lusseray	79			Enercon E82	Départ de feu dans une armoire électrique	Court-circuit pendant maintenance	Base de données ARIA

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
<p>➤ N°46237 - 06/02/2015 - FRANCE - 79 - LUSSEY</p> <p>Vers 15h30, un feu se déclare dans une éolienne, au niveau d'une armoire électrique où interviennent 2 techniciens. Ces derniers éteignent l'incendie avec 2 extincteurs. L'éolienne est hors service le temps des réparations</p>									
Incendie	24/08/2015	SANTILLY	28		2006	Nordex N90	Départ de feu dans la génératrice		Base de données ARIA
<p>➤ N°47062 - 24/08/2015 - FRANCE - 28 - SANTILLY</p> <p>Un feu se déclare vers 13h30 sur le moteur d'une éolienne situé à 90 m de hauteur. La nacelle étant trop haute pour la grande échelle des pompiers, ces derniers décident de laisser brûler le foyer sous surveillance. Les chemins menant à l'éolienne sont interdits à la circulation.</p>									
Chute de pale	10/11/2015	MENILLAH ORGNE	55		2007	Senvion Repower MD 77	Chute et destruction du rotor complet	Défaut métallurgique sur l'arbre lent	Base de données ARIA
<p>➤ N°47377 - 10/11/2015 - FRANCE - 55 - MENIL-LA-HORGNE</p> <p>Vers 22h30, les 3 pales et le rotor d'une éolienne, dont la nacelle se situe à 85 m de haut, chutent au sol. Le transformateur électrique, à son pied, est endommagé. De l'huile s'en écoule mais reste confinée dans la rétention. Le centre de supervision à distance du parc constate la perte de communication avec l'éolienne. Il la découple du réseau. Le lendemain, les agents de maintenance constatent sur place la rupture du rotor. Ils sécurisent la zone. Les 6 autres éoliennes du parc sont mises à l'arrêt. Les débris, disséminés sur 4 000 m², sont ramassés. Selon l'exploitant, les premières constatations indiqueraient une défaillance de l'arbre lent, qui assure la jonction entre le rotor et la multiplicatrice. Elle trouverait son origine dans un défaut de fabrication de la pièce. Une non-conformité dans le processus de moulage de cette pièce de fonderie en acier est suspectée. Un défaut métallurgique, de type inclusion de laitier, aurait fragilisé la pièce et conduit à sa rupture par fatigue. Les contrôles réalisés sur les autres éoliennes du parc ont mis en évidence que ce type de défaut était présent sur un des autres arbres lents, au même niveau que celui accidenté. Au total 54 éoliennes du même modèle sont installées en France. Les services du ministère du développement durable demandent au fabricant d'établir un programme de contrôle adapté. A la suite des contrôles effectués sur les autres arbres lents du même parc d'éolienne, 2 d'entre eux sont remplacés.</p>									

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	07/02/2016	CONILHAC - CORBIERES	11		2014	Enercon E70 2,3MW	Chute de l'aérofrein d'une pale	Rupture d'un cable	Base de données ARIA
<p>➤ N°47675 - 07/02/2016 - FRANCE - 11 - CONILHAC-CORBIERES</p> <p>Vers 11h30, l'aérofrein d'une des 3 pales d'une éolienne se rompt et chute au sol. L'exploitant procède à l'arrêt de l'ensemble du parc éolien à distance. Les secours sécurisent les lieux. Les premières investigations indiqueraient qu'un point d'attache du système mécanique de commande de l'aérofrein (système à câble) se serait rompu, ce qui aurait actionné l'ouverture de l'aérofrein. Du fait des fortes charges présentes sur le rotor, l'axe en carbone qui maintient l'aérofrein à la pale et/ou le point d'ancrage de cet axe, se serait alors rompu. Une campagne de contrôle des pales, aérofreins et de la chaîne de sécurité de chaque éolienne est réalisée.</p>									
Projection de pale	08/02/2016	DINEAULT	29		1999	Windmaster 300 kW	Rupture d'une pale	Forte tempête	Base de données ARIA
<p>➤ N°47680 - 08/02/2016 - FRANCE - 29 - DINEAULT</p> <p>Lors d'une tempête, des vents à 160 km/h endommagent une éolienne : une pale chute au sol, une autre se déchire. La pale rompue est retrouvée à 40 m du pied du mat. Dans les 2 cas, les manchons des pales sont restés arrimés au moyeu. L'exploitant met en sécurité les 4 éoliennes du parc. Les secours établissent un périmètre de sécurité de 350 m. L'éolienne, de 29 m de hauteur, datait de 1999 (puissance unitaire de 300 kW).</p>									
Projection de pale et d'éléments	07/03/2016	CALANHEL	22		2009	Gamesa G58	Chute d'une pale et projection d'éléments mécaniques	Rupture du système d'orientation de la pale	Base de données ARIA
<p>➤ N°47763 - 07/03/2016 - FRANCE - 22 - CALANHEL</p> <p>Vers 18 h, une des pales d'une éolienne se rompt et chute à 5 m du pied du mât. La turbine s'arrête automatiquement. L'exploitant est alerté par un agriculteur. Un intervenant se rend sur place et constate les dégâts. Le mât est endommagé dans sa partie haute, causé par un choc avec la pale, sans présenter de risque de chute. Il balise la zone pour prévenir des chutes possibles d'éléments du rotor. 8 autres turbines du parc sont mises à l'arrêt. Les gros débris composés de matériaux composites et d'éléments mécaniques métalliques, projetés sur 50 m, sont regroupés pour expertise. A l'origine, une rupture du système d'orientation. L'inspection des éléments mécaniques au sol et du rotor permet d'envisager une défaillance du système d'orientation de la pale. L'éolienne avait fait l'objet d'une maintenance complète en septembre 2015.</p>									

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
Écoulement d'huile	28/5/2016	JANVILLE	28		2007	Nordex N90	Écoulement d'huile sous la nacelle	Défaillance d'un raccord	Base de données ARIA
<p>➤ N°48264 - 28/05/2016 - FRANCE - 28 - JANVILLE</p> <p>À 15h15, un employé constate un écoulement d'huile sous la nacelle d'une éolienne. Il arrête celle-ci et contacte l'équipe de maintenance. Arrivés à 17 h, les agents mettent en place des absorbants. L'écoulement d'huile est récupéré avant d'avoir atteint le sol. La défaillance d'un raccord sur le circuit de refroidissement de l'huile de la boîte de vitesse de l'éolienne est à l'origine de la fuite. L'installation est réparée 2 jours plus tard. L'exploitant engage une campagne de remplacement des raccords identiques du parc.</p>									
Incendie	10/08/2016	HESCAMP S	80		2008	WinWind WWD64	Départ de feu au niveau du rotor	Défaillance électrique	Base de données ARIA
<p>➤ N°48426 - 10/08/2016 - FRANCE - 80 - HESCAMPS</p> <p>Vers 15 h, un feu se déclare dans la partie haute d'une éolienne, au niveau du rotor. Un technicien maîtrise l'incendie avant l'arrivée des pompiers. Il redescend seul les 70 m de l'échelle intérieure de l'éolienne. Il est légèrement intoxiqué par les fumées. Les pompiers contrôlent l'extinction complète et procèdent à la ventilation. Une défaillance électrique serait à l'origine du départ de feu.</p>									
Incendie	18/08/2016	DARGIES	60		2014	Enercon E82	Départ de feu dans la nacelle	Défaillance électrique	Base de données ARIA
<p>➤ N°48471 - 18/08/2016 - FRANCE - 60 - DARGIES</p> <p>Un technicien de maintenance d'un parc éolien constate vers 9 h qu'une éolienne ne tourne plus. Il découvre que de la fumée s'échappe de la tête de l'éolienne, à 80 m de haut. Des pompiers spécialisés dans les interventions en milieux périlleux effectuent une reconnaissance en partie haute de la machine. Ils ouvrent une trappe de ventilation. Une défaillance électrique serait à l'origine de l'incendie. L'armoire électrique ou le pupitre de commande en serait le point de départ.</p>									

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'éolienne, « 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 un aérogénérateur 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 mots-clés 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 aérogénérateurs (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'aérogénérateur, 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 évènements 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'aérogénérateur est à l'arrêt on considère que la zone d'effet sera limitée au surplomb de l'éolienne.

Si l'aérogénérateur est en fonctionnement la zone d'effet sera déterminée en fonction de l'étude balistique et du site.

L'emballement de l'aérogénérateur 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 aérogénérateurs (E01 à E10)**

Les évènements pouvant conduire à l’effondrement de l’aérogénérateur 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 ;

APO : Approbation de Projet d'Ouvrage

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 (ref DRA-11-117406-04648A) (2011) – INERIS*
- [2] *NF EN 61400-1 Eoliennes – Partie 1 : Exigences de conception (Juin 2006) – www.afnor.org*
- [3] *Wind Turbine Accident data to 31 March 2011 (2011) – Caithness Windfarm Information Forum 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*
- [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*
- [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*
- [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 DE CONFORMITE POUR SENVIION 3.0M122

10.6.1 ANNEXE 6.1 : CERTIFICAT DE CONFORMITE IEC61400-1 : 2005

Présentons le certificat de la 3.2M114 qui est une déclinaison du groupe 3.XM de Senvion (ex :REpower) :



Statement of Compliance on the Design Evaluation

Registration-No.

44 220 12031161-D-IEC, Rev. 1

Customer

REpower Systems SE
Überseering 10
22297 Hamburg
GERMANY

Wind Turbine

REpower 3.2M114 (50 Hz)

with the characteristic data given in the attached "Annex to Design Assessment"
has been assessed by TÜV NORD concerning the Design.

Assessed according to

IEC IIIA & IEC S (based on IEC IIA)

The design approval is based on the indicated documents as follows:

TÜV NORD	Report No. 8108 031161-1 E I	Maintenance Loads RE55.8	Rev.0 dated Jun. 2011
TÜV NORD	Report No. 8108 031161-1 E II	Load Assumptions HH 93 m	Rev.0 dated July 2011
TÜV NORD	Report No. 8108 193620-1 E I	Load Assumptions HH 120-123 m	Rev.0 dated Feb. 2012
TÜV NORD	Report No. 8108 382480-1 E I	Load Assumptions HH 140-143 m	Rev.0 dated Jan. 2012
TÜV NORD	Report No. 8000 183 831-2 E	Control and Safety Concept	Rev.4 dated May 2012
TÜV NORD	Report No. 8108 031161-3 E	Rotor Blade RE55.8	Rev.1 dated May 2012
DEWI-OCC	Report No. R100680-3	Rotor Blade RE55.8	Rev.1 dated Jan. 2012
TÜV NORD	Report No. 8107 966896-4 E	Machinery Components and Structures	Rev.1 dated May 2012
TÜV NORD	Report No. 8108 031161-5 E	Electrical Equipment	Rev.0 dated Mar. 2012
TÜV NORD	Report No. 8108 031161-6 E	Steel Tower HH 90-93 m (S-class)	Rev.0 dated Sept 2011
TÜV NORD	Report No. 8108 193620-6 E	Hybrid Tower HH 120-123 m (S-class)	Rev.0 dated Feb. 2012
TÜV NORD	Report No. 8108 382480-6 E	Hybrid Tower HH 140-143 m (IIIA)	Rev.0 dated Feb. 2012
TÜV NORD	Report No. 8108 031161-7 E I	Spread Foundation HH 90-93 m	Rev.0 dated Nov. 2011
TÜV NORD	Report No. 8108 031161-7 E II	Pile Foundation with Buoyancy, HH 90-93 m	Rev.0 dated Nov. 2011
TÜV NORD	Report No. 8108 193620-7 E	Circular Ring Foundation HH 120-123 m	Rev.0 dated Feb. 2012
TÜV NORD	Report No. 8108 382480-7 E	Shallow Foundation HH 140-143 m	Rev.0 dated Feb. 2012
TÜV NORD	Report No. 8108 792426-7 E	Additional Load Case Crane HH 140-143 m	Rev.0 dated Feb. 2012

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

TÜV NORD

Handwritten signature

Statement of Compliance for the Design Evaluation
Registration-No. 44 220 12031161-D-IEC, Rev. 1



Any change in the design is to be approved by TÜV NORD. Without approval the Statement loses its validity.

Please also pay attention to the information stated overleaf

TÜV NORD CERT GmbH
Certification Body for
Wind Turbines


Dipl.-Ing. Werner Petruschke



Essen, 25th May 2012

Langemarkstraße 20 • 45141 Essen • mail: windenergy@tuev-nord.de

TUV NORD

Page 2 of 2

10.6.2 ANNEXE 6.2 : ELEMENTS JUSTIFICATIFS DU RESPECT DES NORMES IEC 61400-24 ET EN 62305-3



***Lightning protection, Earthing
and potential equalization***

[3.XM]

General Information

REpower Systems AG
Überseering 10
22297 Hamburg
Germany
Phone.: +49 - 40 - 5555090 - 0
Fax: +49 - 40 - 5555090 - 3999

www.repower.de

Copyright © 2010 REpower Systems AG

All rights reserved.

Disclaimer Protection Notice DIN ISO 16016: The reproduction, distribution and utilization of this document as well as the communication of its contents to others without explicit authorization in writing of REpower Systems AG is prohibited. Offenders will be held liable for the payment of damages. All rights reserved in the event of the grant of a patent, utility model or design.

Please ensure to use the applicable specifications in their latest versions. Images do not necessarily reflect the exact scope of supply and are subject to technical alterations at any time. Please note that this document can not necessarily correspond with the project-specific requirements.

Possible work procedures shown in this product description comply with German and the REpower's own safety provisions and regulations. The national laws of other countries may provide for further safety specifications.

It is essential that all precautionary measures, both project- and country-specific, be strictly complied with. It is the duty of each customer to inform itself, implement and observe these measures.

The applicability and validity of the relevant legal and/or contractual provisions, the technical guidelines, DIN standards and other comparable regulations is not excluded by the contents or demonstrations contained in product description. Moreover these provisions and regulations shall continue to apply without any limitation.

All information contained in this product description are subject to change at any time without notice or approval by the customer.

REpower Systems AG assumes no liability for any errors or omissions in the content of this product description. Legal claims against REpower Systems AG based on damage caused by the use or non-use of the information offered here or the use of erroneous or incomplete information are excluded.

All brands or product names mentioned in this document are the property of their respective holders.



Table of Contents

Applicable Documents	4
List of Abbreviations and Units	4
List of Figures	5
1 Introduction	6
2 Standards and Regulations	6
3 Requirements	7
4 Rolling sphere method for the determination of potential strike locations	8
5 Overview of the design of the external lightning protection concept	9
6 Rotor blade	10
7 Hub	10
8 Nacelle	11
9 Tower	12
10 Earthing and potential equalization	13
11 Lightning protection concept based on zones	14
12 Internal lightning protection system	15

Applicable Documents

The documents referred to in the table below are included for information only. Reference to them in this product description does not make them part of the contract.

Title	Document no.
Product Description 3.4M104, 50 Hz	PD-3.1-WT.WT.01-A-*
Product Description 3.2M114, 50 Hz	PD-3.2-WT.WT.01-A-*
Specification for Empty Conduits, Earthing, Installation of the embedded steel can	V-1.1-FG.00.09-A-*

* If the products referred to in the table above are to be included within the project, the relevant product descriptions in their current version will be amended to the contract.

List of Abbreviations and Units

Abbreviation/Unit	Description
WEC	Wind Energy Converter (equal to Wind Turbine Generator System [WTGS])
IEC	International Electrotechnical Commission
EMC	Electromagnetic compatibility
LPZ	Lightning protection zone
LPL	Lightning protection level
SPD	Surge protection device

List of Figures

Fig. 1: Exemplary representation of a 3.4M104 HH100m	8
Fig. 2: Schematic design of the discharge paths of the 3.XM series.....	9
Fig. 3: Carbon brushes with parallel spark gaps at the rotor holding disk.....	10
Fig. 4: Example of a lightning rod at the nacelle of the 3.XM-series	11
Fig. 5: Example of the receptors at the nacelle of the 3.XM series	11
Fig. 6: Carbon brushes and spark gaps at the yaw brake disk	12
Fig. 7: Equipotential bonding busbar connection to the earthing system of the WEC...	13
Fig. 8: Exemplary representation of the lightning protection zones at the 3.XM series.	14
Fig. 9: Example of the overvoltage protection of the generator.....	15

3 Requirements

The 3.XM series is designed in accordance with the highest lightning protection level, lightning protection level I (LPL 1), and is constructed accordingly. As shown in table 1, a WEC with LPL I may conduct a maximum peak value of the lightning current of 200 kA.

First short positive stroke			LPL			
Current parameters	Symbol	Unit	I	II	III	IV
Peak current	I	kA	200	150	100	
Short stroke charge	Q_{short}	C	100	75	50	
Specific energy	W/R	MJ/ Ω	10	5,6	2,5	
Time parameters	T_1 / T_2	$\mu\text{s} / \mu\text{s}$	10/350			
First short negative stroke ^a			LPL			
Peak current	I	kA	100	75	50	
Average steepness	di/dr	kA/ μs	100	75	50	
Time parameters	T_1 / T_2	$\mu\text{s} / \mu\text{s}$	1/200			
Subsequent short stroke ^a			LPL			
Current parameters	Symbol	Unit	I	II	III	IV
Peak current	I	kA	50	37,5	25	
Average steepness	di/dr	kA/ μs	200	150	100	
Time parameters	T_1 / T_2	$\mu\text{s} / \mu\text{s}$	0,25 / 100			
Long stroke			LPL			
Current parameters	Symbol	Unit	I	II	III	IV
Long stroke charge	Q_{long}	C	200	150	100	
Time parameter	T_{long}	s	0,5			
Flash			LPL			
Current parameters	Symbol	Unit	I	II	III	IV
Flash charge	Q_{flash}	C	300	225	150	

^a The use of this wave shape concerns only calculations and not testing.

Tab. 1: Overview of the lightning current characteristics of the various lightning protection levels (table from IEC 62305-1)

4 Rolling sphere method for the determination of potential strike locations

The protection level determines a sphere with a fixed radius that is rolled over the WEC to be protected. All points of contact represent potential strike locations. A lightning sphere radius of 20m consequently results for the 3.XM series in case of lightning protection level I. Receptor mechanisms are attached to the potential strike locations.

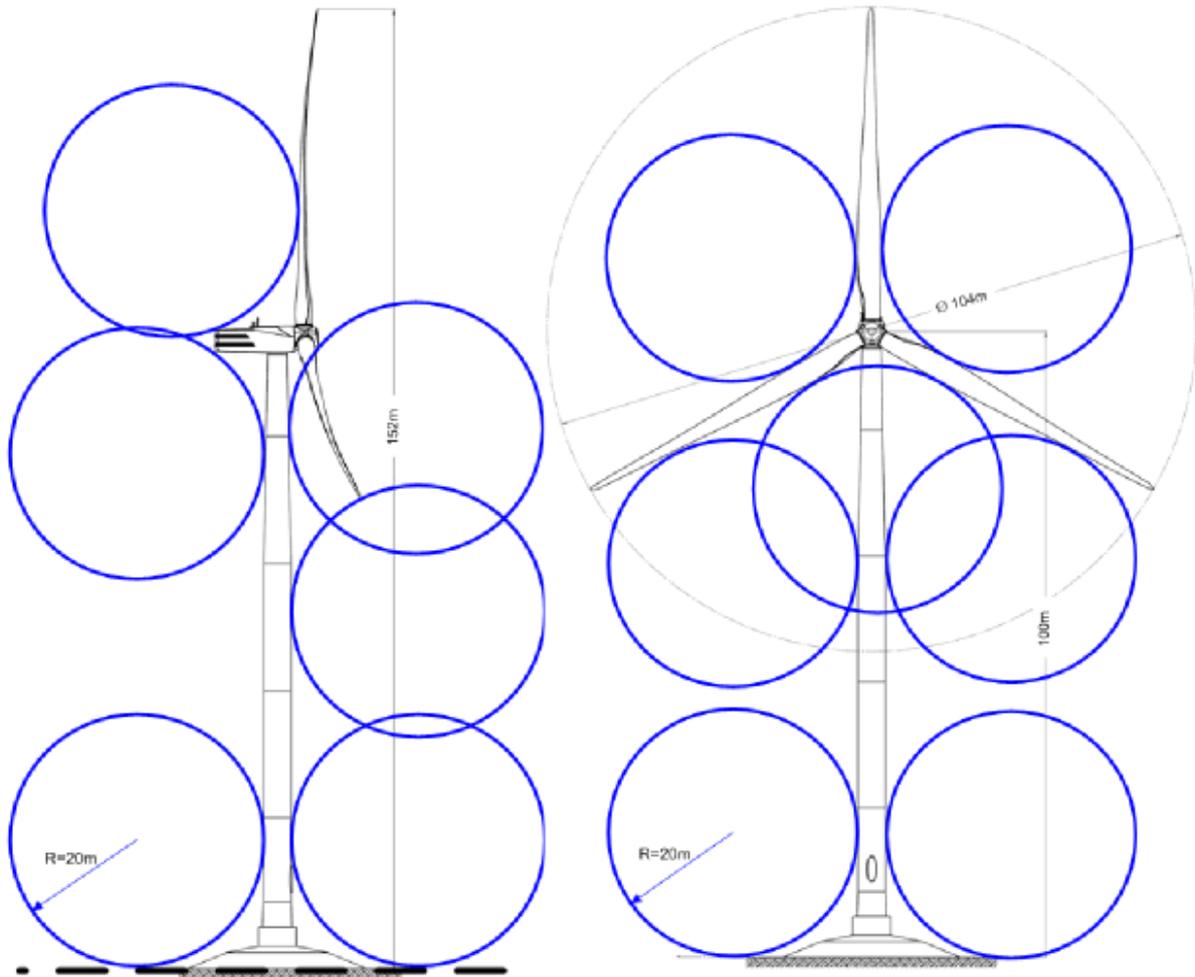


Fig. 1: Exemplary representation of a 3.4M104 HH100m

5 Overview of the design of the external lightning protection concept

The external lightning protection system is characterized by the fact that the lightning current is discharged via different paths. One runs from the rotor blade or the receptor at the spinner via the hub through the tower into the earthing system in the foundation. The other one runs from the lightning rods at the weather mast or the receptors at the nacelle via the main frame and subsequently through the tower into the earthing system in the foundation. Figure 2 provides an overview of the schematic design of the external lightning protection system of the REpower 3.XM series.

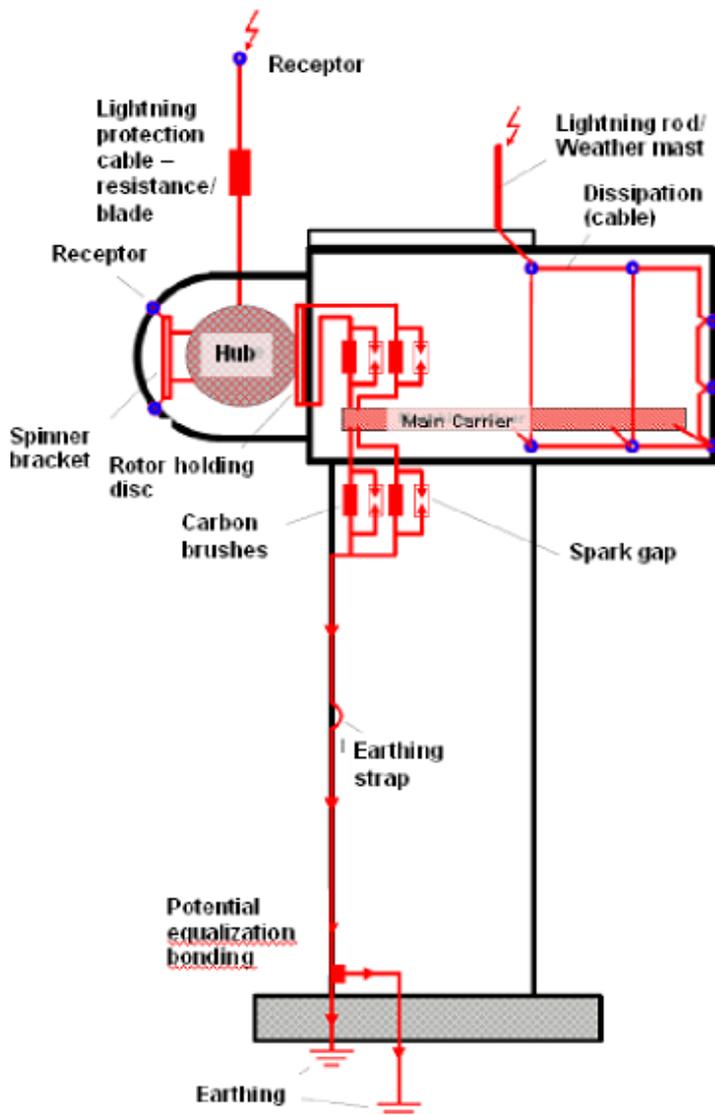


Fig. 2: Schematic design of the discharge paths of the 3.XM series

6 Rotor blade

The blade tip is the highest point of the WEC and consequently exhibits the biggest risk of a lightning strike.

The rotor blades of the 3.XM series exhibit a receptor at each blade tip. In addition to the blade tip receptor, the 3.4M104 includes 3 receptors each on the pressure and suction side at approx. 50% of the profile depth which are located approx. 5, 10, and 15 meters from the blade tip.

The rotor blades conduct the lightning current without the formation of light arcs from the point of the lightning strike to the hub. The discharge to the blade root is realized via a copper cable with is centrally attached to one of the webs. The cable is connected via the inner ring of the blade bearings to the hub.

A lightning registration card has been installed at the blade root of each rotor blade.

7 Hub



Fig. 3: Carbon brushes with parallel spark gaps at the rotor holding disk

The electrical components within the hub are protected by the hub and the receptors of the spinner. Circumventing the rotor bearing, the lightning current is subsequently conducted via carbon brushes with parallel spark gaps from the hub at the rotor holding disk to the main frame.

8 Nacelle

The REpower 3.XM series includes two lightning rods at the nacelle that are arranged in front of the respective obstacle lights. The lightning rods protect the anemometers and the obstacle lights with the associated electrical installations from direct lightning strikes. The lightning current is conducted via a copper cable which connects the receptors in the nacelle to each other and is laminated into the nacelle enclosure to the main frame. The copper cable consequently connects the receptors and the receptor mechanisms to the main frame.



Fig. 4: Example of a lightning rod at the nacelle of the 3.XM-series

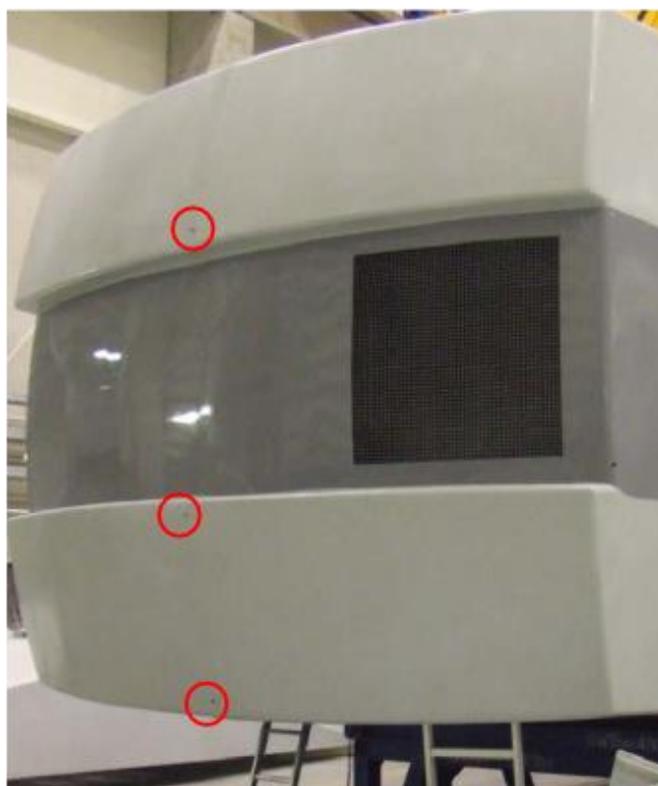


Fig. 5: Example of the receptors at the nacelle of the 3.XM series

9 Tower

The lightning current is routed via two additional carbon brushes and spark gaps from the main frame to the yaw brake disk. These are located on both sides of the main frame. The yaw brake disk is firmly attached to the tower being used as conductor.

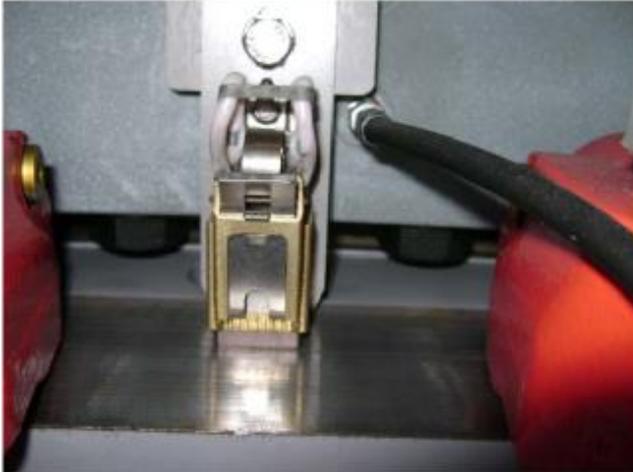


Fig. 6: Carbon brushes and spark gaps at the yaw brake disk

10 Earthing and potential equalization

The tower contains three equipotential bonding busbars that are offset 120° and connected (in the inner ring) to the earthing system of the WEC. The earthing system safely discharges the lightning current as well as overvoltages to the ground.



Fig. 7: Equipotential bonding busbar connection to the earthing system of the WEC

The earthing system essentially fulfills the following requirements in case of short-circuits and/or earth faults as well as lightning strikes and switching activities:

1. Ensuring personal safety and
2. Preventing damage to property and equipment.

Multiple earthing rings are arranged (in accordance with the foundation type) in the foundation. An earthing resistance of ≤ 2 ohms is required. This is required in order to ensure a better lightning current discharge and a reduction of the touch and step voltage for reasons of personal safety.

11 Lightning protection concept based on zones

The lightning protection measures of the 3.XM series are realized on the basis of an EMC-oriented lightning protection concept based on zones. Following the classification in a lightning protection level, the WEC is divided into different lightning protection zones. In that context, the zones are selected in such a manner that the threat parameters of the zone do not exceed the interference immunity of the utilized devices and result from the design of the WEC.

The following lightning protection zones LPZ have been defined:

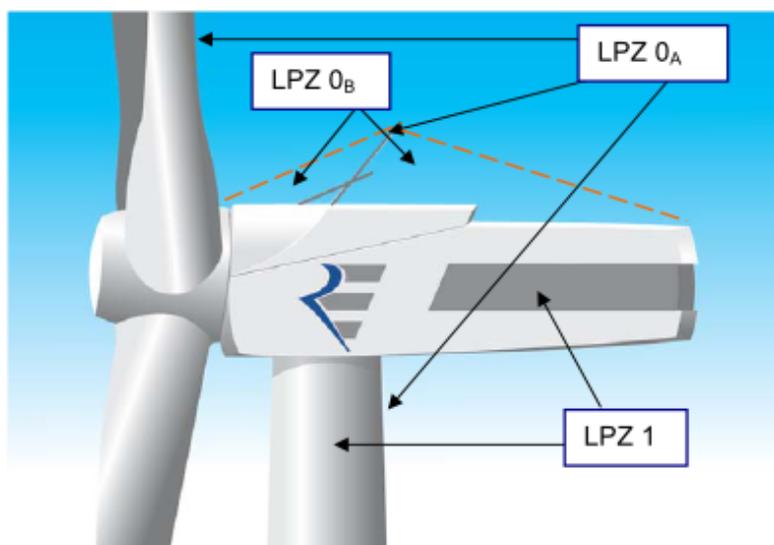


Fig. 8: Exemplary representation of the lightning protection zones at the 3.XM series

LPZ 0_A: Zone that is at risk of direct lightning strikes and the full electromagnetic field of the lightning. The internal systems may be exposed to full or partial lightning peak currents.

LPZ 0_B: Zone that is protected against direct lightning strikes, but at risk of the full electromagnetic field of the lightning. The internal systems may be exposed to partial lightning peak currents.

LPZ 1: Zone which is characterized by the fact that the current pulses are limited by means of current splitting and SPDs (surge protection devices) at the zone boundary. The electromagnetic field of the lightning may be weakened by means of spatial shielding.

LPZ 2...n: Zone which is characterized by the fact that the current pulses are limited further by means of current splitting and additional SPDs at the zone boundary. Additional spatial shielding may be used in order to weaken the electromagnetic field of the lightning.

12 Internal lightning protection system

The internal lightning protection system is used to limit the effects of the lightning current and the lightning voltage on the electrical system. Sparkovers and overvoltages are prevented at the electrical components within the WEC in case of a lightning strike. The electrical components of the WEC are equipped with suitable protective measures, e.g. surge protection devices, in accordance with their respective lightning protection zones to that end.

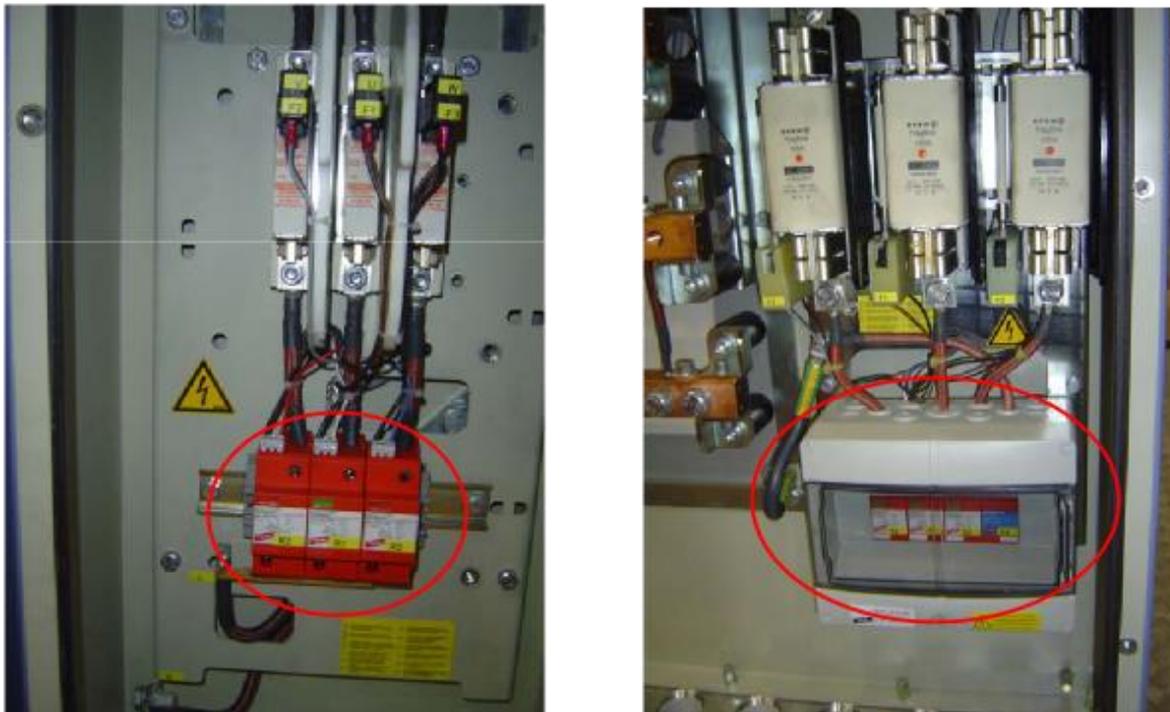


Fig. 9: Example of the overvoltage protection of the generator

10.7 ANNEXE 7 : CERTIFICATS DU RESPECT DES NORMES POUR VESTAS
V117-3.3

10.7.1 ANNEXE 7.1 : CERTIFICAT DE CONFORMITE IEC61400-1 : 2005

PUBLIC



DET NORSKE VERITAS

DESIGN EVALUATION CONFORMITY STATEMENT

V117-3.3 MW

DE-230902-A-0 Conformity Statement number	2013-10-11 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 . Any change in the design is to be approved by DNV. Without approval the Statement loses its validity.

Evaluation reports:
Technical Report: PD-2309-18CGY6P-14 Rev. 0

Wind Turbine specification :
IEC WT class: IEC 2A. For further information see Appendix 1 of this Certificate.

Date: 2013-10-11  Claus F. Christensen Management Representative Det Norske Veritas, Danmark A/S	Date: 2013-10-11  Pia Redanz Project Manager Det Norske Veritas, Danmark A/S
---	--



DET NORSKE VERITAS, DANMARK A/S

T05 0040-8093 Ver 00 - Approved - ECO - Exported from DMS: 2013-10-18 by FRPIC

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

PUBLIC

DET NORSKE VERITAS
DANMARK A/S
DE-230902-A-0
CONFORMITY STATEMENT



APPENDIX 1 - WIND TURBINE TYPE SPECIFICATION

General:

IEC WT class acc. to IEC 61400-1 ed. 3: 2005 incl. A1:	IEC 2A
Rotor diameter:	117 m
Rated power:	3300 kW
Rated wind speed V_r :	11.2 m/s
Hub height(s):	91.5 m
Operating wind speed range V_{in} - V_{out} :	3 – 25 m/s
Design life time:	20 years

Wind conditions:

V_{ref} (hub height):	42.5 m/s
V_{ave} (hub height):	8.5 m/s
I_{ref} acc. to IEC 61400-1 ed. 3: 2005 incl. A1:	0.16
Mean flow inclination:	8°

Electrical network conditions:

Normal supply voltage and range:	3 x 650 V / 10.5-35 kV
Normal supply frequency and range:	50 Hz

Other environmental conditions (where taken into account):

Air density:	1.225 kg/m ³
Normal and extreme temperature ranges:	Normal: -10 °C to +40 °C Extreme: -20 °C to +50 °C
Relative humidity:	100% (max 40% of time) and 90% (rest of life time)
Solar radiation:	1000 W/m ²
Salinity:	ISO 9223: Airborne salinity S3
Description of lightning protection system:	Designed acc. to IEC 61400-24, Protection Level 1 and IEC 61312-1

Main components:

Blade type:	Airfoil shells bonded to a supporting beam
Gear box type:	Winergy, PZAB 3530.1
Generator type:	Siemens, JGWA-560LM-06A
Tower type:	Tubular steel
Service lift:	Avanti Shark or Power Lift Sherpa-SD
Crane:	Star 071/95 Liftket, max 800 kg

DET NORSKE VERITAS, DANMARK A/S

Page 2 of 2

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

T05 0040-8093 Ver 00 - Approved - ECO - Exported from DMS: 2013-10-18 by FRPIC

10.7.2 ANNEXE 7.2 : ELEMENTS JUSTIFICATIFS DU RESPECT DES NORMES IEC 61400-24 ET EN 62305-3

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

Vestas

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing, and subject to applicable conditions. Vestas disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

T05 0010-6424 Ver 05 - Approved - Exported from DMS: 2014-01-22 by PHTHO

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

1	Introduction	3
2	Lightning Protection	3
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
3	EMC	14
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 build 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	$di/dt_{30/90\%}$	[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.

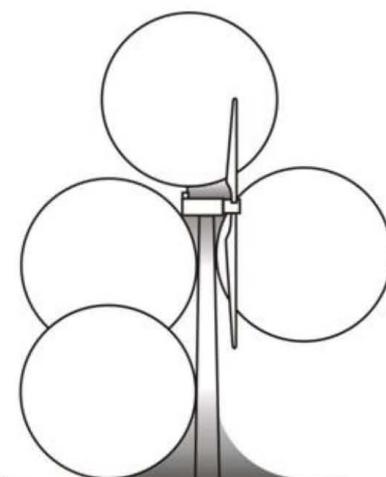


Figure 2-1: The rolling sphere method

2.3 Overview of Lightning Protection System

The wind turbine is systematically designed to withstand direct lightning strikes.

RESTRICTED

Document no.: 0010-6424 V05
 Document owner: Platform Management
 Type: T05 - Manual

Lightning Protection and EMC
 Lightning Protection

Date: 2013-12-05
 Restricted
 Page 5 of 16

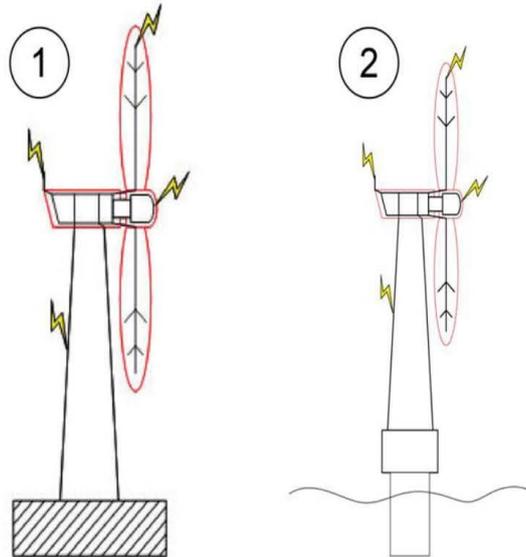


Figure 2-2: Lightning attachment points and lightning down-conducting system

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.: 0010-6424 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.

Vestas Wind Systems A/S · Hedeager 44 · 8200 Aarhus N · Denmark · www.vestas.com



VESTAS PROPRIETARY NOTICE

T05 0010-6424 Ver 05 - Approved - Exported from DMS: 2014-01-22 by PHTHO

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.

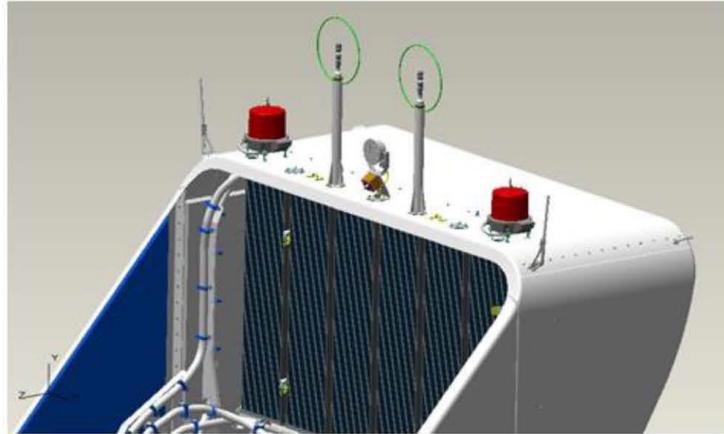


Figure 2-3: Ultrasonic anemometers and aviation obstruction light at the rear end of the nacelle roof (MK 1 version of CoolerTop®)

RESTRICTED

Document no.: 0010-6424 V05
Document owner: Platform Management
Type: T05 - Manual

Lightning Protection and EMC
Lightning Protection

Date: 2013-12-05
Restricted
Page 8 of 16

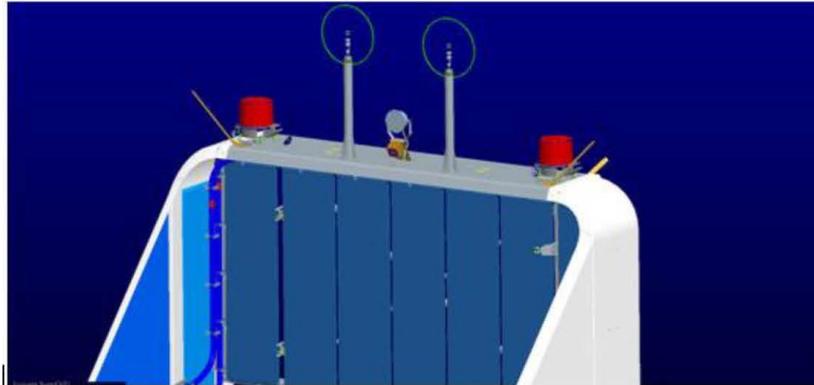


Figure 2-4: Ultrasonic anemometers and aviation obstruction light at the rear end of the nacelle roof (Mk 2 version of CoolerTop®)

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.

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 9 of 16

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.

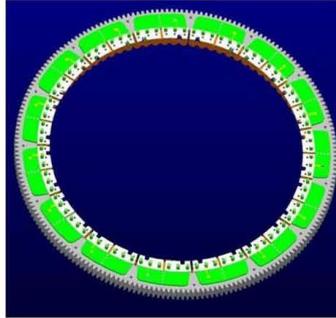


Figure 2-6: Yaw bearing protection

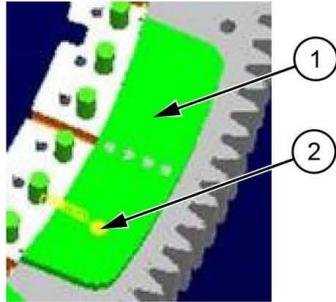


Figure 2-7: A bronze piece is shown on a nylon slide plate

- 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.: 0010-6424 V05
Document owner: Platform Management
Type: T05 - Manual

Lightning Protection and EMC
Lightning Protection

Date: 2013-12-05
Restricted
Page 10 of 16



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.

Vestas Wind Systems A/S · Hedeager 44 · 8200 Aarhus N · Denmark · www.vestas.com

Vestas

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

T05 0010-6424 Ver 05 - Approved - Exported from DMS: 2014-01-22 by PHTHO

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 11 of 16

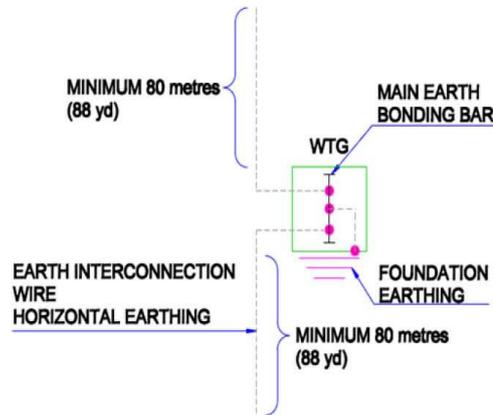


Figure 2-9: Principal drawing of the Vestas earthing system

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.: 0010-6424 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.

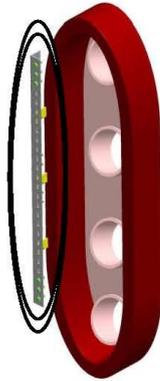


Figure 2-10: Possible position of the main earth bonding bar

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.: 0010-6424 V05
 Document owner: Platform Management
 Type: T05 - Manual

Lightning Protection and EMC
 Lightning Protection

Date: 2013-12-05
 Restricted
 Page 13 of 16

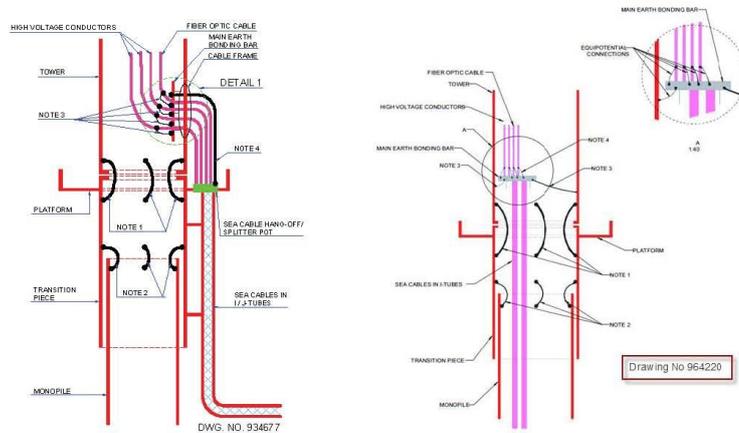


Figure 2-11: Principle drawing of Vestas earthing system for a J-tube installation

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 0010-6424 Ver 05 - Approved - Exported from DMS: 2014-01-22 by PHTHO

RESTRICTED

Document no.: 0010-6424 V05
 Document owner: Platform Management
 Type: T05 - Manual

Lightning Protection and EMC
 EMC

Date: 2013-12-05
 Restricted
 Page 14 of 16

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

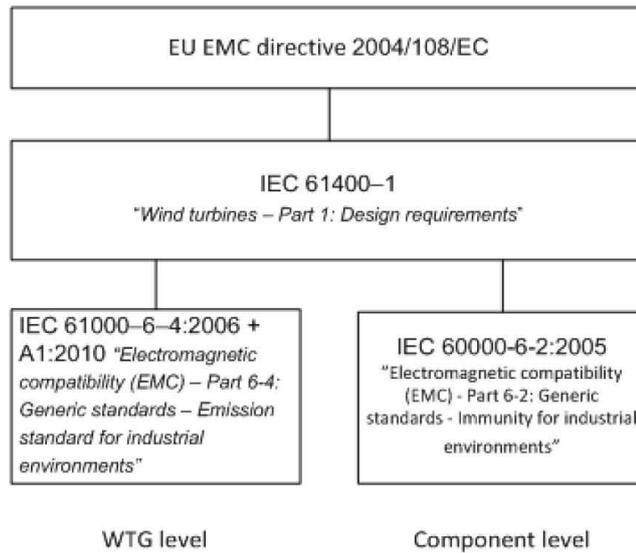


Figure 3-1: Legislative references

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.: 0010-6424 V05
Document owner: Platform Management
Type: T05 - Manual

Lightning Protection and EMC
EMC

Date: 2013-12-05
Restricted
Page 15 of 16

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.: 0010-6424 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 : CERTIFICATS DU RESPECT DES NORMES POUR SIEMENS
SWT-3.2-113

10.8.1 ANNEXE 8.1 : CERTIFICAT DE CONFORMITE IEC61400-1 : 2005

Voici le certificat de la SWT 3.0-113, la 3.2 étant une évolution mineure de celle-ci :

											
DET NORSKE VERITAS											
TYPE CERTIFICATE											
SWT-3.0-113 DD											
<u>TC-230701-A-4</u> Type Certificate number	<u>2014-05-15</u> Date of issue										
Manufacturer: Siemens Wind Power A/S Borupvej 16 DK-7330 Brande											
Valid until: 2018-03-22											
<p>Conformity evaluation has been carried out according to IEC 61400-22: 2010 "Wind Turbines - Part 22: Conformity Testing and Certification". This certificate attests compliance with IEC 61400-1 ed. 3: 2005 incl. A1 and IEC 61400-22 concerning the design and manufacture.</p>											
<p>Reference documents:</p> <table><tr><td>Final Evaluation Report:</td><td>PD-2307-15N96DX-20 rev.4</td></tr><tr><td>Design Basis Conformity Statement:</td><td>DB-230701-A-4</td></tr><tr><td>Design Evaluation Conformity Statement:</td><td>DE-230701-A-4</td></tr><tr><td>Type Test Conformity Statement:</td><td>TT-230701-A-4</td></tr><tr><td>Manufacturing Conformity Statement:</td><td>MC-230701-A-4</td></tr></table>		Final Evaluation Report:	PD-2307-15N96DX-20 rev.4	Design Basis Conformity Statement:	DB-230701-A-4	Design Evaluation Conformity Statement:	DE-230701-A-4	Type Test Conformity Statement:	TT-230701-A-4	Manufacturing Conformity Statement:	MC-230701-A-4
Final Evaluation Report:	PD-2307-15N96DX-20 rev.4										
Design Basis Conformity Statement:	DB-230701-A-4										
Design Evaluation Conformity Statement:	DE-230701-A-4										
Type Test Conformity Statement:	TT-230701-A-4										
Manufacturing Conformity Statement:	MC-230701-A-4										
<p>Wind Turbine specification: IEC WT class: 2A, 3A or 2B. For further information see Appendix 1 of this Certificate.</p>											
<u>Date: 2014-05-15</u>  Christer Eriksson	<u>Date: 2014-05-15</u>  Trine Bjerre Pedersen										
Management Representative Det Norske Veritas, Danmark A/S	Project Manager Det Norske Veritas, Danmark A/S										
 PROD Reg. no. 7031											
DET NORSKE VERITAS, DANMARK A/S											

DET NORSKE VERITAS
 DANMARK A/S
 TC-230701-A-4
 TYPE CERTIFICATE



APPENDIX 1 - WIND TURBINE TYPE SPECIFICATION

General:

IEC WT class acc. to IEC 61400-1 ed. 3: 2005 incl. A1:	2A or 3A or 2B (see details below)		
Rotor diameter:	113 m		
Rated power:	3000 kW		
Rated wind speed V_r :	11 m/s		
Hub height(s):	93 m or 100 m		
Operating wind speed range V_{in} - V_{out} :	4 – 25 m/s or 3 – 32 m/s (HWRT from 23 m/s)		
Design life time:	20 years		

Wind conditions:

	2A	3A	2B
V_{ref} (hub height):	42.5 m/s	37.5 m/s	42.5 m/s
V_{ave} (hub height):	8.5 m/s	7.5 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 +4%/-6%
Voltage imbalance:	1%
Maximum duration of electrical power network outages:	No limits when requirements in manuals are followed
Number of annual electrical network outages:	Maximum 1000 per year

Other environmental conditions:

Air density:	1.225 kg/m ³
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 +32°C
Extreme temperature range:	-25°C to +50°C
Relative humidity:	Outside:100% Inside Rotor-Nacelle Assembly:max. 95%
Solar radiation:	1000 W/m ²
Description of lightning protection system:	Designed according to IEC 62305 and IEC 61400-24, protection level 1
Corrosion class:	External surfaces: C4 acc. to ISO 12944 Internal surfaces: C3 acc. to ISO 12944

DET NORSKE VERITAS
 DANMARK A/S
 TC-230701-A-4
 TYPE CERTIFICATE



Main components:

Blade type:	Siemens Wind Power A/S, B55-01 De-icing system optional
Generator type:	Siemens Wind Power A/S, DD22 (3.0 MW)
Control system:	Siemens Wind Power A/S, SICS
Tower type:	HH 93: D3-3.0-113@2A-T92.5-223 (3.0-T92.5-02) HH 100: D3-3.0-113@3A-T99.5-225 (3.0-T99.5-06) D3-3.0-113@2B-T99.5-225 (3.0-T99.5-06)
Service lift:	Power Climber, Sherpa RD Avanti, SWP Sky man, TH250 B
Crane:	Lifket, STAR 050/95 Johs. Pedersen Maskinfabrik A/S, Jib Service Crane Version 2.

Approved combination of wind class, towers and features:

WT class:	Tower type:	HWRT:	Power Boost:	De-icing:
2A	D3-3.0-113@2A-T92.5-223 (3.0-T92.5-02)	Optional	Optional	Optional
3A	D3-3.0-113@3A-T99.5-225 (3.0-T99.5-06)	Optional	Optional	Optional
2B	D3-3.0-113@2B-T99.5-225 (3.0-T99.5-06)	Optional	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-10-0000-0837-02

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 mm² bare copper wires. Similar metal works with a conductive cross section that corresponds to at least 50 mm² copper are also an option. In the latter case, caution to corrosion should be taken when selecting materials.

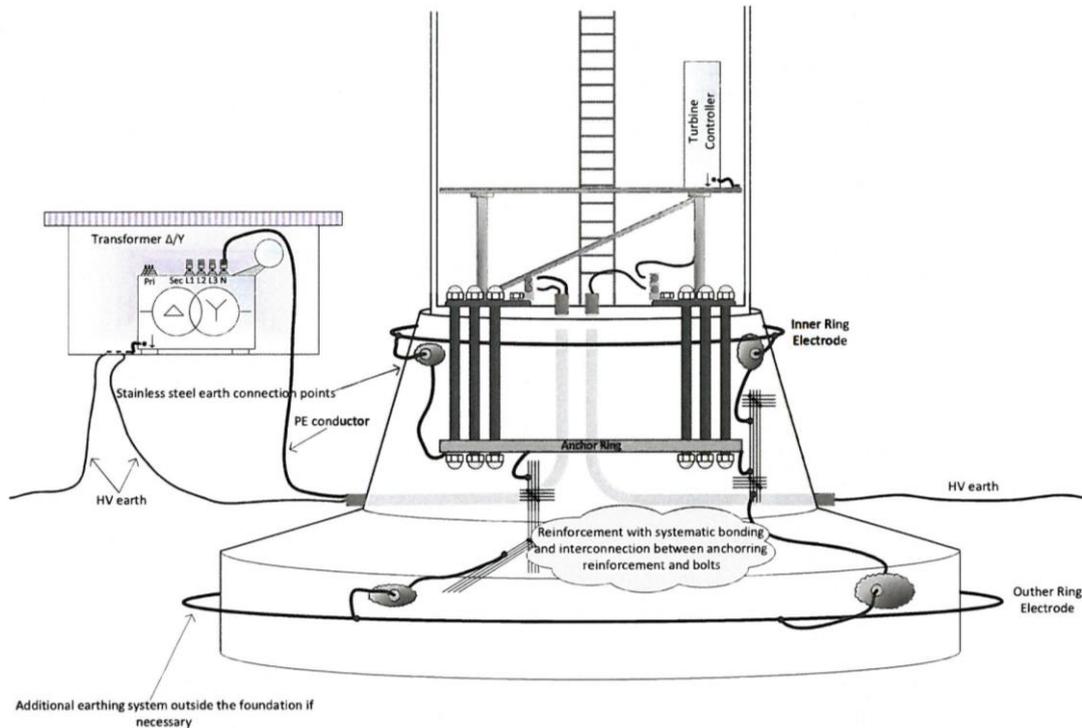


Figure 1. Principle Drawing of SWP Earthing System.

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 50mm² 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).

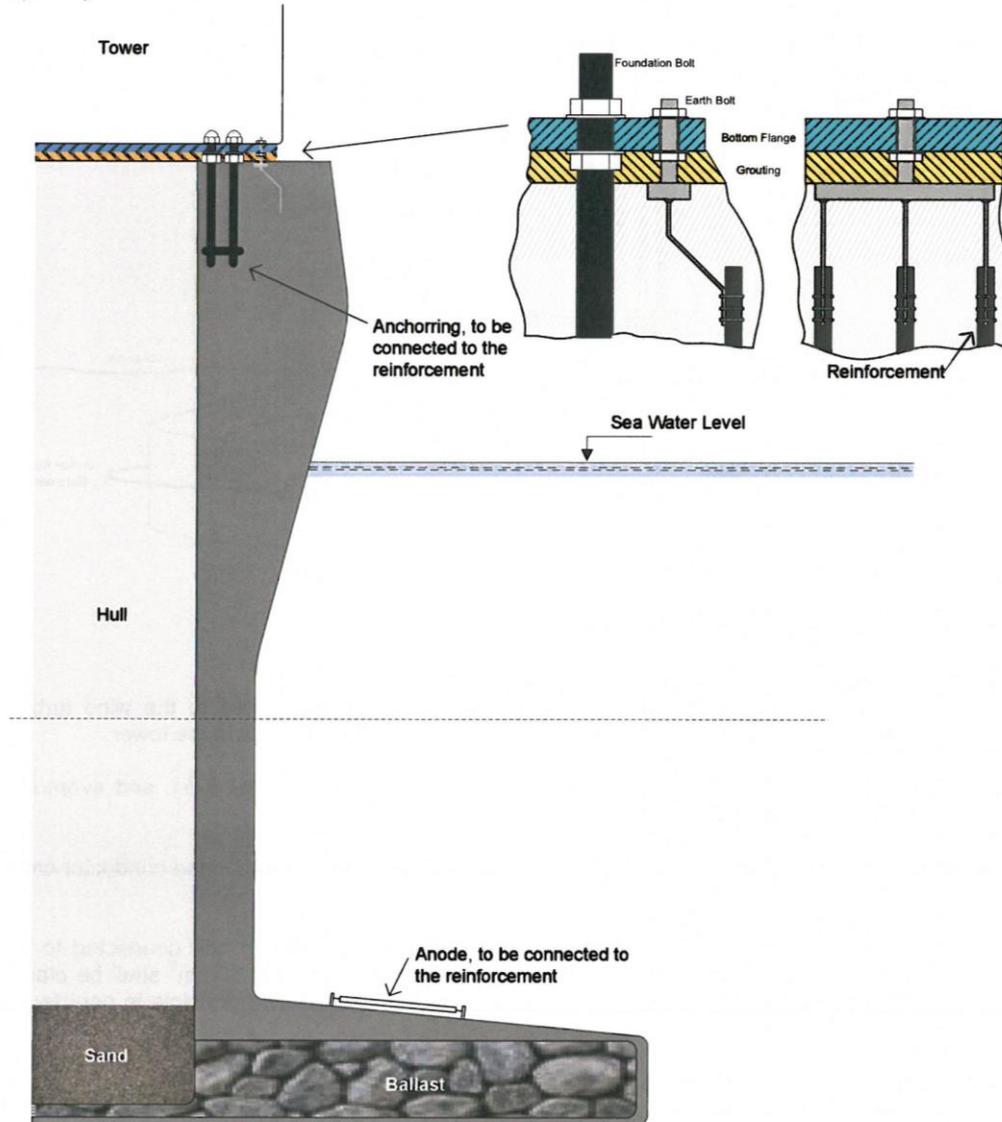


Figure 2. Earthing of Bottom Flange.

Siemens Wind Power and its affiliates reserve the right to change the above specifications without prior notice.

10.9 ANNEXE 9 : CERTIFICATS DU RESPECT DES NORMES POUR SIEMENS SWT-3.3-130

10.9.1 ANNEXE 9.1 : CERTIFICAT DE CONFORMITE IEC61400-1 : 2005

SIEMENS

Developer Package, SWT-3.3-130
Document ID: E-W EN-80-000-1206-03
2014.09.19
Restricted
Siemens corporate proprietary information

Wind Turbine Design Climatic Conditions

The design climatic conditions are the boundary conditions at which the turbine can be applied without supplementary design review. Applications of the wind turbine in more severe conditions may be possible, depending upon the overall circumstances. A project site-specific review requires the completion by the Client of the "Project Climatic Conditions" form.

Subject	ID	Issue	Unit	Value
1. Wind, operation	1.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1 ¹
	1.2	IEC class	-	IIA
	1.3	Mean air density, ρ	kg/m ³	1.225
	1.4	Mean wind speed, V_{ref}	m/s	8.5
	1.5	Weibull scale parameter, A	m/s	8.6
	1.6	Weibull shape parameter, k	-	2
	1.7	Wind shear exponent, α	-	0.20
	1.8	Reference turbulence intensity at 10 m/s, I_{ref}	-	0.16
	1.9	Standard deviation of wind direction	Deg	7.5
	1.10	Maximum flow inclination	Deg	6
	1.11	Minimum turbine spacing, in rows	D	3
	1.12	Minimum turbine spacing, between rows	D	5
2. Wind, extreme	2.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1
	2.2	Air density, ρ	kg/m ³	1.225
	2.3	Maximum hub height 10 min. wind in, V_{ref}	m/s	42.5
	2.4	Maximum 3 s gust in hub height, V_{ref}	m/s	59.5
	2.5	Maximum hub height power law index, α	-	0.11
3. Temperature	3.1	Temperature definitions	-	IEC 61400-1
	3.2	Minimum temperature at 2 m, stand-still, $T_{min,s}$	Deg.C	-25
	3.3	Minimum temperature at 2 m, operation, $T_{min,o}$	Deg.C	-30
	3.4	Maximum temperature at 2 m, operation, $T_{max,o}$	Deg.C	40 ²
	3.5	Maximum temperature at 2 m, stand-still, $T_{max,s}$	Deg.C	50
4. Corrosion	4.1	Atmospheric-corrosivity category definitions	-	ISO 12944-2
	4.2	External atmospheric-corrosivity category, onshore	-	C3
	4.3	Internal atmospheric-corrosivity category, onshore	-	C2
	4.4	Internal climate control	-	Yes
5. Lightning	5.1	Lightning definitions	-	IEC 61400-24 II.3
	5.2	Lightning protection level (LPL)	-	LPL 1
6. Dust	6.1	Dust definitions	-	-
	6.2	Dust conditions, ground level	mg/m ³	< 0.5
	6.3	Dust conditions, hub height	mg/m ³	< 0.5
7. Hail	7.1	Maximum hail diameter	mm	20
	7.2	Maximum hail falling speed	m/s	20
8. Ice	8.1	Ice definitions	-	-
	8.2	Ice conditions	Days/ Year	4-7
9. Obstacles	9.1	If the height of obstacles within 500 m of any turbine location height exceeds 1/3 of (H - D/2) where H is the hub height and D is the rotor diameter then restrictions may apply. Please contact Siemens for information on the maximum allowable obstacle height with respect to the site and the turbine type.		

¹ All mentioning of IEC 61400-1 refers to IEC 61400-1 Ed3.0 2005(A1) 2010.

² Based on open tower design. Maximum power may be limited as function of high ambient temperatures. Please see appendix for specific turbine model.

10.9.2 ANNEXE 9.2 : ELEMENTS JUSTIFICATIFS DU RESPECT DES NORMES IEC 61400-24 ET EN 62305-3



Developer Package, SWT-3.3-130
 Document ID: E-W-EN-30-000-1226-03
 2014.09.19
 Restricted
 Siemens corporate proprietary information

Electrical specifications

Generator

Type DD PM synchronous
 Nominal power 3000 kW
 Nominal speed Approx. 12 rpm
 Nominal voltage Up to 750 V

Generator Protection

Insulation class F
 Winding temperatures ... 6 Pt 100 sensors
 Bearing temperatures ... 2 Pt 100
 Grounding brush In drive end

Generator Cooling

Cooling system Direct air cooling
 Internal ventilation Filtered air
 Control parameter Winding and magnets temperature

Frequency Converter

Operation 4Q full scale converter
 Switching PWM
 Switching freq., grid side 2.5 kHz
 Cooling Liquid

Nominal output and grid conditions

Nominal power 3300 kW
 Nominal voltage 690 V
 Power factor correction. Frequency converter control
 Power factor range 0.9 capacitive to 0.9 inductive at nominal balanced voltage

Main Circuit Protection

Short circuit protection .. Circuit breaker
 Surge arrester 30 kA varistors

Peak Power Levels

10 min average 100 % of nominal

Grid Requirements

Nominal grid frequency . 50 or 60 Hz
 Minimum voltage 90 % of nominal
 Maximum voltage 110 % of nominal
 Minimum frequency 94 % of nominal
 Maximum frequency 104 % of nominal
 Maximum current asymmetry 5 %
 Max 1 s. short circuit level at controller's grid terminals (690 V) 67 kA
 Min. 1 s short circuit level at controller's grid terminals (690 V) 5 x P_n
 Grid error numbers Max. 300 per year

Power Consumption from Grid (approximately)

At stand-by 7 kW
 At stand-by, yawing 28 kW

Controller back-up

UPS system Inline UPS, lead acid battery
 Back-up time 1 h

Transformer Requirements

Transformer impedance requirement 6 %
 Secondary voltage 690 V
 Vector group Dyn 11 or Dyn 1 (star point earthed)

Earthing Requirements

Earthing system Acc. to IEC62305-3 ED 1.0:2006
 Depth electrodes Min. 2 pcs 50 mm² Cu, 120° separation
 Inner ring electrode 50 mm² Cu 1 m from tower
 Outer ring electrode 50 mm² Cu min. 10 m from tower
 Foundation reinforcement Must be connected to earth electrodes
 Foundation terminals Min. 6 stainless pads in two levels corresponding to ring electrodes, separated at 120°
 HV connection HV cable shield shall be connected to earthing system
 Cable tray conductor Min. 50 mm² bare Cu parallel to HV cable

All data are subject to tolerances in accordance with IEC.

Wind Turbine Design Climatic Conditions

The design climatic conditions are the boundary conditions at which the turbine can be applied without supplementary design review. Applications of the wind turbine in more severe conditions may be possible, depending upon the overall circumstances. A project site-specific review requires the completion by the Client of the "Project Climatic Conditions" form.

Subject	ID	Issue	Unit	Value
1. Wind, operation	1.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1 ¹
	1.2	IEC class	-	IIA
	1.3	Mean air density, ρ	kg/m ³	1.225
	1.4	Mean wind speed, V_{ref}	m/s	8.5
	1.5	Weibull scale parameter, A	m/s	8.6
	1.6	Weibull shape parameter, k	-	2
	1.7	Wind shear exponent, α	-	0.20
	1.8	Reference turbulence intensity at 10 m/s, I_{ref}	-	0.16
	1.9	Standard deviation of wind direction	Deg	7.5
	1.10	Maximum flow inclination	Deg	8
	1.11	Minimum turbine spacing, in rows	D	3
	1.12	Minimum turbine spacing, between rows	D	5
2. Wind, extreme	2.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1
	2.2	Air density, ρ	kg/m ³	1.225
	2.3	Maximum hub height 10 min. wind in, V_{ref}	m/s	42.5
	2.4	Maximum 3 s gust in hub height, V_{ref}	m/s	59.5
	2.5	Maximum hub height power law index, α	-	0.11
3. Temperature	3.1	Temperature definitions	-	IEC 61400-1
	3.2	Minimum temperature at 2 m, stand-still, $T_{min,s}$	Deg.C	-25
	3.3	Minimum temperature at 2 m, operation, $T_{min,o}$	Deg.C	-20
	3.4	Maximum temperature at 2 m, operation, $T_{max,o}$	Deg.C	40 ²
	3.5	Maximum temperature at 2 m, stand-still, $T_{max,s}$	Deg.C	50
4. Corrosion	4.1	Atmospheric-corrosivity category definitions	-	ISO 12944-2
	4.2	External atmospheric-corrosivity category, onshore	-	C3
	4.3	Internal atmospheric-corrosivity category, onshore	-	C2
	4.4	Internal climate control	-	Yes
5. Lightning	5.1	Lightning definitions	-	IEC 61400-24 Ed.3
	5.2	Lightning protection level (LPL)	-	LPL 1
6. Dust	6.1	Dust definitions	-	-
	6.2	Dust conditions, ground level	mg/m ³	< 0.5
	6.3	Dust conditions, hub height	mg/m ³	< 0.5
7. Hail	7.1	Maximum hail diameter	mm	20
	7.2	Maximum hail falling speed	m/s	20
8. Ice	8.1	Ice definitions	-	-
	8.2	Ice conditions	Days/ Year	4-7
9. Obstacles	9.1	If the height of obstacles within 500 m of any turbine location height exceeds 1/3 of (H - D ₀) where H is the hub height and D ₀ is the rotor diameter then restrictions may apply. Please contact Siemens for information on the maximum allowable obstacle height with respect to the site and the turbine type.		

¹ All mentioning of IEC 61400-1 refers to IEC 61400-1 Ed3.0 2005(A)1:2010.

² Based on open tower design. Maximum power may be limited as function of high ambient temperatures. Please see appendix for specific turbine model.

10.10 ANNEXE 10 : CERTIFICATS DU RESPECT DES NORMES POUR GENERAL ELECTRIC GE 2.75-120

10.10.1 ANNEXE 10.1 : CERTIFICAT DE CONFORMITE IEC61400-1 : 2005

Voici le certificat de la GE 2.5-120, la GE 2.75-120 étant une évolution mineur de celle-ci :



**Statement of Compliance on the
A-Design Assessment**

**Registration-No.
44 220 13320844-DA-GL, Rev. 1**

Customer
GE Energy GmbH
Holsterfeld 16
48499 Salzbergen
GERMANY

Wind Turbine
**GE 2.5-120 (DFIG), LM 58.7 P,
HH 85 m & 110 m (50/60 Hz), HH 120 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

The design approval is based on the indicated documents as follows:

TÜV NORD Report No. 8110 320 844-1 EIII	Loads GE2.5-120, hh 110 m, 50 Hz	Rev.0 dated July 2013
TÜV NORD Report No. 8110 320 844-1 EIV	Loads GE2.5-120, hh 110 m, 60 Hz	Rev.0 dated July 2013
TÜV NORD Report No. 8110 320 844-1 EIX	Loads GE2.5-120, hh 85 m, 50 Hz	Rev.0 dated Oct 2013
TÜV NORD Report No. 8110 320 844-1 EX	Loads GE2.5-120, hh 85 m, 60 Hz	Rev.0 dated Oct 2013
TÜV NORD Report No. 8110 320 844-1 EVIII	Loads GE2.5-120, hh 120 m, 50 Hz	Rev.1 dated Nov 2013
TÜV NORD Report No. 8110 320 844-1 EV	Load Rose LM 58.7 P	Rev.3 dated Jan 2014
TÜV NORD Report No. 8110 320 844-1 EVI	Load Envelope	Rev.1 dated Nov 2013
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-2-E	Safety System and Manuals	Rev.2 dated Feb 2014
TÜV NORD Report No. 8109 679 965-3 EI	Rotor Blade LM 58.7 P	Rev.2 dated Feb 2014
TÜV NORD Report No. 8109 679 965-4 E	Machinery Components	Rev.2 dated Feb 2014
TÜV NORD Report No. 8109 486 906-5 E	Electrical Systems	Rev.1 dated Oct 2013
TÜV NORD Report No. 8109 679 965-6 EI	Steel tower, hh 110 m (NAMTS)	Rev.1 dated Oct 2013
TÜV NORD Report No. 8109 679 965-6 EII	Steel tower, hh 110 m (MTS)	Rev.1 dated Oct 2013
TÜV NORD Report No. 8110 320 844-6 EI	Steel tower, hh 120 m (MTS)	Rev.0 dated Nov 2013
TÜV NORD Report No. 8110 320 844-6 EII	Steel tower, hh 85 m (MTS & NAMTS)	Rev.0 dated Jan 2014
TÜV NORD Report No. 8108 141 884 -12 E	Nacelle and Hub Cover	Rev.3 dated June 2013
TÜV NORD Report No. 8109 679 965-9 E	Commissioning Wieringermeer	Rev.0 dated July 2013

Page 1 of 2



Statement of Compliance on the A-Design Assessment
Registration-No. 44 220 13320844-DA-GL, Rev. 1



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. Werner Petruschke



Essen, 14th February 2014

Langemarkstraße 20 • 45141 Essen • email: windenergy@tuev-nord.de

A large, semi-transparent watermark of the TÜV NORD logo is centered on the page. The text "TUV NORD" is in a large, bold, sans-serif font, and the blue arc is also present, though faded.

Page 2 of 2

Annex to A-Design Assessment

No. 44 222 13320844-DA-GL, Rev. 1



Principle technical turbine data of the GE 2.5-120, LM 58.7 P, HH 85 m & 110 m (50/60 Hz), HH 120 m (50 Hz)

Main data	Type	Horizontal axis wind turbine with variable rotor speed
	Rotor diameter	120 m
	Power regulation	Independent electromechanical pitch system for each blade
	Rated power	2500 kW
	Hub height	85 m, 110 m, 120 m
	Rated rotational speed	12.5 rpm (HH 85 m, 110 m) 11.65 rpm (HH120 m)
	Operating range rotational speed	7.78 ... 14.31 rpm (HH 85 m, 110 m) 7.78 ... 13.33 rpm (HH 120 m)
	Cut-in wind speed	3 m/s
	Rated wind speed at TI of 0%	10.4 m/s (HH 85 m, 110 m) 10.8 m/s (HH 120 m)
	Cut-out-wind speed (10 min mean)	20 m/s
	Extreme wind speed (50-year-10 min mean)	40.0 m/s
	Annual average wind speed	7.5m/s
	Design life time	20 years
	IEC 61400-1, class	S
	Climatic conditions	
	<ul style="list-style-type: none"> Standard weather 	-15°C +40°C (Operation) -20°C +50°C (Survival) +15°C (Annual average), <ul style="list-style-type: none"> air density: 1.225 kg/m³
Nacelle	Design Drawing No.	GE Energy 200W0182, Rev. - (BTP Nacelle)
Nacelle Cover	Design Drawing No.	GE Energy 100 W 0061, Rev. A
Rotor	Cone angle Tilt Blade pitch angle Orientation	4.0° 4.0° Variable Upwind
Blade	Design / Manufacturer Type Material Blade length	LM Wind Power LM 58.7 P Glass fibre reinforced polyester material 58.7 m

Annex to A-Design Assessment

No. 44 222 13320844-DA-GL, Rev. 1



	Number of Blades	3
	Drawing No.	TR-03187/A2, Rev. A2
Pitch bearing	Design	GE Energy
	Designation	120 W 0171 G001 120 W 0171 G002 120 W 0171 G003
Pitch drive	Type	3-stage planetary gearbox
	Design / Manufacturer	Bonfiglioli Transmittal
	Designation	707T3N
	<i>alternative:</i>	
	Design / Manufacturer	Rossi
	Designation	EPW 1600 GR3-189-10X-RTD-CW
	<i>alternative:</i>	
	Design / Manufacturer	Nanjing High Speed Gear Manufacturer Co.,Ltd
	Designation	FDX104G-01-00R1
Pitch Lock Device	Design	GE Wind Energy GmbH
	Type	Mechanical
	Designation	115W4072 G001
	Drawing	115W4072, Rev. A
Hub	Design	GE Wind Energy GmbH
	Type	Cast part
	Material	EN-GJS-400-18U-LT
	Drawing No.	115 W 5350, Rev. A (machining) 115 W 5351, Rev. A (casting)
Hub cover (Spinner)	Design	GE Wind Energy GmbH
	Drawing No.	114W8781, Rev. - (Segment I – Nose Cone) 123W1907, Rev. C (Segment II – Panels) 115W5451, Rev. - (Assembly)
Main shaft	Design	GE Wind Energy GmbH
	Type	Forged Part
	Material	34CrNiMo6
	Drawing No.	109W4295, Rev. -
Front Main bearing	Type	Double row tapered roller bearing
	Design / Manufacturer	NTN Bearing Corporation of America
	Designation	CRD-15003CS1450PX1S30
	<i>alternative:</i>	
	Design / Manufacturer	JTEK Corporation
	Designation	2TR750LS1CS TRB

Annex to A-Design Assessment

No. 44 222 13320844-DA-GL, Rev. 1



Rear Main bearing	Type Design / Manufacturer Designation	Single row cylindrical roller bearing NTN Bearing Corporation of America NU30/710AGWCS335S30
	<i>alternative:</i> Design / Manufacturer Designation	JTEK Corporation 142NU103236ACS
Main gearbox (50 Hz)	Type	Planetary helical gearbox
	Design	GE Power & Water
	Designation	123W28882P002
	Ratio	139.14
Main gearbox (60 Hz)	Type	Planetary helical gearbox
	Design	GE Power & Water
	Designation	123W28882P001
	Ratio	110.83
Main gearbox elastic foundation	Design / Manufacturer Drawing No.	ESM GmbH ML 03_004_52_EN, Rev. G
Rotor Brake	Type	Hydraulic braking system
	Design / Manufacturer Designation	Svendborg Brakes A/S BSAK 3000-MS 40S-100
Hydraulic unit Rotor Brake	Design / Manufacturer Designation STW	Svendborg Brakes A/S 1010-0067-832 (50/60 Hz)
Low Speed Rotor lock	Design / Manufacturer Part No.	Svendborg Brakes A/S F/LSA240-120-101
	Assembly Drawing No.	114 W 4523, Rev. D
	Single piece rotor lock disc	103 W 4744, Rev. -
Low Speed coupling	Design / Manufacturer Designation Drawing No.	TOLLOK S.p.A. TLK 622 750x1200 Y1789 TLK 622 750x1200, Rev. 0
	<i>alternative:</i> Design / Manufacturer Designation Drawing No.	STÜWE GmbH & Co KG HSD 750-22-19 HSD 750-22-19, Rev. 03
Generator coupling	Design / Manufacturer Designation Drawing No. Drawing No	KTR Kupplungstechnik Radex N-220 NANA 4 spec. 581724, Index 2 (50 Hz) 581739, Index 1 (60 Hz)

tdr

Annex to A-Design Assessment

No. 44 222 13320844-DA-GL, Rev. 1



Main frame	Design Type Material Drawing No.	GE Wind Energy GmbH Cast part EN-GJS-400-18-LT (EN 1563) 103 W 4661 Rev. - (machining) 103 W 4693 Rev. - (casting)
Generator frame	Design Type Material Drawing No.	GE Wind Energy GmbH Welded part S355J2 103 W 4363, Rev. A (machining) 103 W 4362, Rev. C (fabrication)
Yaw drive	Type Design / Manufacturer Designation <i>alternative:</i> Design / Manufacturer Designation (50 Hz) Designation (60 Hz) <i>alternative:</i> Design / Manufacturer Designation (50 Hz) Designation (60 Hz)	4-stage planetary gearbox S.ME.I.1 srl (Rossi) EPW 6000 GR4-KT-RYD-S13S-CW (RES 6000 GR4-KT-1123-13S-RYD-CW) Liebherr-Werk Biberach GmbH DAT 450/487 DAT 450/1487 Nanjing High Speed Gear Manufacturer Co.,Ltd. FDX207A-02-00R15 FDX207A-02-00R1
Yaw bearing	Type Design / Manufacturer Designation <i>alternative:</i> Design / Manufacturer Designation <i>alternative:</i> Design Designation	Ball bearing slewing ring Rothe Erde GmbH 36543750 Liebherr Werk Biberach GmbH KUD 748 -VA 802-000 GE Wind Energy GmbH 120 W 0143 G001+G002
Yaw brake	Type Design / Manufacturer Designation Drawing No.	Hydraulic brake Pintsch Bubenzer GmbH BACW 200 MB-000117a, Rev. A
Hydraulic unit Yaw brake	Design / Manufacturer Drawing No. (60 Hz STW) Drawing No. (60 Hz CWE) Drawing No. (50 Hz STW)	Pintsch Bubenzer GmbH 3793467, Rev. - 3536974, Rev. - 3777113, Rev. -

Annex to A-Design Assessment

No. 44 222 13320844-DA-GL, Rev. 1



Top Box	Design Designation	GE Salem 108W9455P001/109W2622P001
----------------	-----------------------	---------------------------------------

Generator (50 Hz)	Design / Manufacturer Type Vendor Designation GE Designation Rated Power Rated Speed Isolation Class Degree of protection	INDAR Double fed induction generator TAR630G4 / TAR630G4B50N 109W1593P001/109W1593P101 3125 kW 1735 rpm H IP 54
--------------------------	--	--

alternative:

Design / Manufacturer Type Vendor Designation GE Designation Rated Power Rated Speed Isolation Class Degree of protection	Winergy Double fed induction generator JPSA-630SR-04A 109W1596P001/109W1596P101 3125 kW 1735 rpm F IP 34
--	---

Generator (60 Hz)	Design / Manufacturer Type Vendor Designation GE Designation Rated Power Rated Speed Isolation Class Degree of protection	INDAR Double fed induction generator TAR630G6 / TAR630G6N60N 109W1593P002/109W1593P102 3125 kW 1388 rpm H IP 54
--------------------------	--	--

Transformer	Design/ Manufacturer Type Rated Power Frequency Rated voltage LV Rated voltage MV Rated voltage HV	Hainan Jinpan Electric Dry type cast resin 3380 kVA 50 Hz 0.69 kV 6 kV 10 kV / 20 kV / 30 kV
--------------------	--	--

alternative:

Design/ Manufacturer Type Rated Power Frequency Rated voltage LV Rated voltage MV Rated voltage HV	Hainan Jinpan Electric Dry type cast resin 3380 kVA 60 Hz 0.69 kV 6 kV 34.5 kV
--	--

Annex to A-Design Assessment

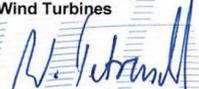
No. 44 222 13320844-DA-GL, Rev. 1



Converter	Design Designation	GE Energy MMW DFIG Converter
Tower HH 110 m 50/60 Hz STW	Design Type Drawing No.	GE Energy Tubular steel tower with 5 sections 123W2900, Rev. A (MTS) 123W2990, Rev. - (NAMTS)
Tower Base Ring	Design Type Drawing No.	GE Energy Tower Foundation Interface, Type 5 123W2988, Rev. -
Tower HH 85 m 50/60 Hz STW	Design Type Drawing No.	GE Energy Tubular steel tower with 4 sections 117W6950, Rev. - (MTS) 123W2881, Rev. - (NAMTS)
Tower Base Ring	Design Type Drawing No.	GE Energy Tower Foundation Interface, Type 1 115W5145, Rev. -
Tower HH 120 m 50 Hz STW	Design Type Drawing No.	GE Energy Tubular steel tower with 6 sections 200W0494, Rev. - (MTS)
Tower Base Ring	Design Type Drawing No.	GE Energy Tower Foundation Interface, Type 5 123W2988 Rev. -
Control and safety system	Design Type	GE Energy Mark VIe UCSB

End of Annex

TÜV NORD CERT GmbH
Certification Body for
Wind Turbines


Dipl.-Ing. Werner Petruschke



Essen, 14th February 2014

Langemarckstraße 20 • 45141 Essen • email: windenergy@tuev-nord.de

10.10.2 ANNEXE 10.2 : 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.

5-3

GE Power & Water

www.ge-energy.com

Visit us at
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_EN_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_DFIG_BOTH_EN_r02.docx

1 General

The lightning protection for the 2.x 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_BOTH_EN_r02.docx

5/14

1.3 Implementation

Lightning protection class 0_A 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_B 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_A and 0_B. 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.

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_2x_DFIG_BOTH_EN_r02.docx

7/14

2.1 Ground / Earth Resistance

The grounding system must provide a ground / earth resistance of ≤ 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 (Ω) 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 (Ω). 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 mm², 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 mm² [250 kcmil] bare copper cable or galvanized steel strips.
- The terminal lugs and the grounding ring in the soil will be 120 mm² [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.

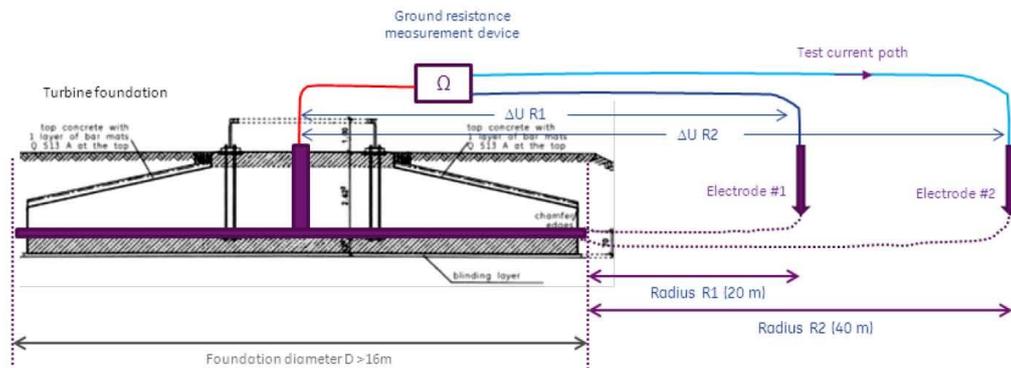


Figure 1: Test example

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.

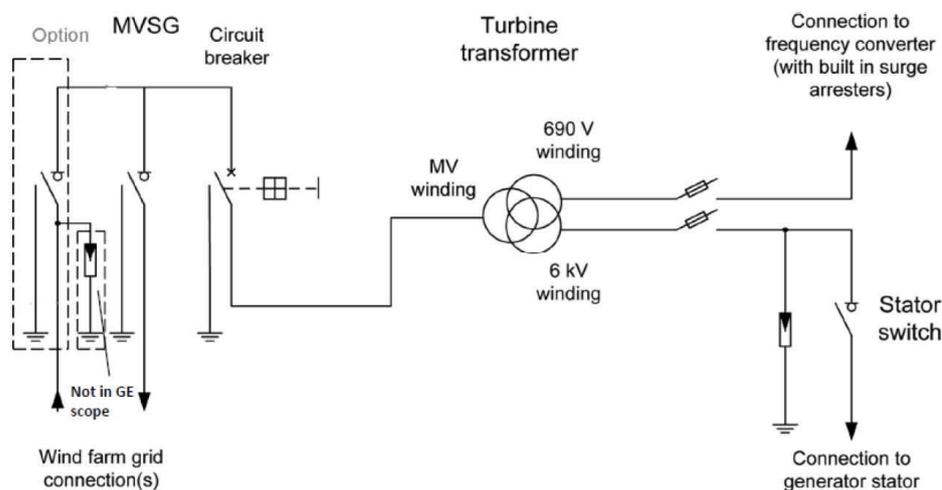


Figure 2: Surge voltage protection of the turbine electrical system

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 I). 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.

Lightning_Protection_2x_DFIG_BOTH_EN_r02.docx

11/14

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_DFIG_BOTH_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.

10.11 ANNEXE 11 : 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 "RHEGES" ^{La Trévouère}

Adresse Lieu dit "Les Chaillot"

Code postal 10170 Commune BHEGES

1	1a ERT	<input type="checkbox"/> Agricole <input checked="" type="checkbox"/> Industrielle <input type="checkbox"/> Tertiaire <input type="checkbox"/>									
	1b ERP	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								
	1c Inst. Ext. Domaine Public	<input type="checkbox"/> Éclairage public <input type="checkbox"/> Édicule <input type="checkbox"/>									
2	PDL	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								
	Référentiels utilisés	<input checked="" type="checkbox"/> R.4215-3 à R.4215-17 du CdT <input type="checkbox"/> Arrêté du 25/06/80 ERP de 1 ^{er} groupe <input type="checkbox"/> Arrêté du 22/06/90 ERP de 2 ^{ème} groupe <input type="checkbox"/> Arrêté du 30/12/2011 IGH									
3	Règlementaire	<input checked="" type="checkbox"/> NF C 13-100 <input checked="" type="checkbox"/> NF C 13-200 <input type="checkbox"/> NF C 15-100 <input type="checkbox"/> NF C 15-150-1 <input type="checkbox"/> NF EN 50107-1 <input type="checkbox"/> NF C 15-211 <input type="checkbox"/> NF C 17-200									
	Normatif										
4	ERT et/ou ERP	4a Limite de Contrôle Contrôle de l'ensemble de l'installation en aval du PDL : <input checked="" type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non 4b Nature & usage des locaux Contrôlés <u>Poste de livraison + 6 postes HT Parc éolien "RHEGES"</u> Non contrôlés _____									
	4c Inst. Ext. Domaine Public	Au moins 30% des composants contrôlés : <input type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non									
	5 Réno. partielle	<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 rénovées : <input type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non									
6 Locaux inoccupés : 6a <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 _r (courant de réglage) de l'appareil de commande et de protection au PDL : 6b <input type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non											
	Installations électriques	7b Contrôle		Installation achevée			7e Locaux inoccupés				
		7a Présence	Oui	Non	7c Oui si plus de 70% des circuits raccordés au TGBT		7d 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 Chauffage	<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"/>				
7f	① et ⑪ MAIA EOLIS Tour de Lille Boulevard de Tusin 59777 LILLE										
8	Vérification du poste de livraison, des 6 postes de livraison transformations des liaisons HT intérieures										

Nom et adresse de l'établissement
Poste de Livraison par éolien AHEGES
 Lieu dit "Les Chaillots"
7070 AHEGES
 Activité par éolien

CONSUEL
 Examen de l'installation électrique
 Résumé de conclusion*
Installation haute tension
 Installations électriques des lieux de travail**

Nom de l'installateur (1) MAIA EOLIS
Tour de Lille
Boulevard de Turin
59777 LILLE

Pour chaque prescription, porter une croix dans C (conforme) ou NC (non-conforme) - Prescription sans objet : barrer les deux cases dans les colonnes C et NC

Code du travail	(2) NF C 13-100 13-200	Prescriptions	C	NC	
Protection contre les chocs électriques					
<i>Protection contre les contacts directs</i>					
R.4215-3	411 - 412	Isolation, enveloppe, isolation, éloignement	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
	461 à 463, 464	Verrouillage, schémas et consignes de manœuvre	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
	<i>Protection contre les contacts indirects (et surtensions)</i>				
	412 - 413, 541	<input checked="" type="checkbox"/> TNR <input type="checkbox"/> ITR <input type="checkbox"/> R _{PAB} (R _{NMPP}) : <u>1</u> Ω <input type="checkbox"/> TTN <input type="checkbox"/> ITN <input type="checkbox"/> R _{FB} (R _{NP}) : _____ Ω R _A (R _M) : _____ Ω <input type="checkbox"/> TTS <input type="checkbox"/> ITS <input type="checkbox"/> R _p : _____ Ω R _B : _____ Ω R _A : _____ Ω	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
R.4215-4	412 - 413, 528 - 541 542 - 544	Constitution des prises de terre - Liaison équipotentielle - continuité PE	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
R.4215-5	521 - 526	Voisinage entre installations de domaines de tension différents	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Protection contre les risques de brûlures					
R.4215-5	421 - 423, 425	Echauffement du matériel - Matériels susceptibles de produire des arcs ou étincelles	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Protection contre les effets des surintensités					
R.4215-6	431 - 432, 433, 521 - 522 526 - 527, 531 - 534	Protection contre les surcharges et/ou courts-circuits - PdC	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
	432 - 510	Protection des transformateurs contre les surintensités et les défauts internes	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
	422 - 432	Installations où il est fait usage de diélectrique liquide inflammable ou installations renfermant des transformateurs de type sec	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
R.4215-7	461 - 531, 571	Sectionnement	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
R.4215-8	463	Coupure d'urgence	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
R.4215-9	521	Mode de pose des canalisations	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Identification et repérage					
R.4215-10	514 - 524, 624	Identification des circuits et des appareillages	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
	514	Identification et repérage des canalisations enterrées	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Tension et influences externes					
R.4215-11	311 - 321, 522	Conception et mise en oeuvre des installations en fonction de la tension	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
	32 - 512	Adéquation des matériels aux conditions d'influences externes	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Locaux à risques BE2 et BE3					
R.4215-12	426	Prescriptions spécifiques aux installations des locaux et emplacements à risques d'incendie et d'explosion	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
R.4215-13	712 - 731, 762 - 622, 624 - 623, 625	Locaux de service électrique	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
R.4215-16	51 - 511	Conformité des matériels ayant une fonction de sécurité	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Poste abonné (livraison et/ou transformation)
 Nb de transformateurs : 6 Puissance totale : 12300 kVA Tension : 20 kV

Précisions éventuelles

Intervention effectuée le : 12/03/2013 Par : MAIA P.
 Organisme : BUREAU VERITAS Signature du vérificateur et cachet de l'organisme :

Boulevard CARNOT
10000 TROYES
 Tél. 03.26.05.15.25
 Fax 03.25.78.28.31

* Ce document doit être accompagné de l'annexe DRE 162, du résumé de conclusion DRE 154 et, pour un établissement recevant du public, le résumé de conclusion DRE 153A. Ce document ne peut se substituer au rapport de vérification exigé par l'article R. 4226-14 du Code du Travail.
 **Article 4215-1 du Code du Travail.
 (1) En cas de pluralité d'installateurs, mentionner leurs noms et adresses sur l'annexe précitée et établir un rapport pour chacun d'entre eux.
 (2) Référence soulignée : NF C 13 100 / référence en italique : NF C 13 200 / référence en gras : les deux normes

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
Dossier Technique	
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
DRPE	
Document DRPE	Référence :
	Sans Objet
ERP : 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 :

On se reportera à la liste récapitulative des observations
OPALE D1 - V4

Copyright Bureau Veritas 2012

page 6/26

rapport n° : 1367 00 197.1.R
en date de 26/02/2013

10.12 ANNEXE 12 : DEMANDE D'APPROBATION DE PROJET D'OUVRAGE

Cf. pochette ci-jointe

REFERENCE DOSSIER : 2017 35

Parc éolien de Quillien

DEMANDE D'APPROBATION DE PROJET D'OUVRAGE

En application de l'article R323-40 du Code de l'Energie (Livre III, Titre II, Chapitre III, section 3, sous-section 4 : Ouvrages assimilables aux réseaux publics d'électricité), crée par décret n°2015-1823 du 30 décembre 2015.

- **Département** : COTES D'ARMOR (22)
- **Commune(s)** : Plumieux (22)
- **Objet** : Réseaux HTA et communication – **Parc éolien de Quillien**
- **Maîtrise d'ouvrage / Demandeur** :

EOLIS L'ETOURNELLE

Tour de Lille 19^{ème} étage

Boulevard de Turin

Euralille

59777 LILLE

N° de SIRET : 820 444 644 RCS Lille Métropole

Représentée par M Pierre PARVEX ESPINOSA, Président

Responsable du projet : Mme Elise BEBAÏLI

mail : elise.kebaili@engie.com

SOMMAIRE

- 1. NOTE DE PRESENTATION**
- 2. ATTESTATION MAITRISE FONCIERE**
- 3. ENGAGEMENTS DU MAITRE D'OUVRAGE**
- 4. ANNEXES**

Plans

2017 35 - DAPO PLUMIEUX - 14 11 2017-01-DAPO-Situation-Repérage
2017 35 - DAPO PLUMIEUX - 14 11 2017-02-DAPO-Plan ensemble 1-2
2017 35 - DAPO PLUMIEUX - 14 11 2017-03-DAPO-Plan ensemble 2-2

Schémas

2017 35 - DAPO PLUMIEUX - 14 11 2017-04-DAPO-Schéma Unifilaire
2017 35 - DAPO PLUMIEUX - 14 11 2017-05-DAPO-Synoptique PDL

Coupes

- Les coupes types et coupes sur croisement réseaux existants sont incluses sur le plan au 1/1000^{ème}.

Divers

- Fiches techniques type câbles HTA.

1 - NOTE DE PRESENTATION

1.1 - BUT DE L'OUVRAGE

Les ouvrages à construire permettront le raccordement des réseaux H.T.A (et Fibre optique) entre les 4 aérogénérateurs et le poste de livraison implantés sur la commune de Plumieux composant le parc éolien de Quillien.

1.2 - CONSISTANCE DES TRAVAUX

Les travaux consisteront en la création d'un réseau enterré de câbles HTA et FO posés en tranchée (pose mécanisée et traditionnelle).

1.3 – RENSEIGNEMENTS GENERAUX

Département : COTES D'ARMOR (22)

Commune(s) : Plumieux

Tension de service : 20 kV.

Les câbles seront conformes à la norme NF C 33-226, de type EDR (enterrabilité directe renforcée). Les fiches techniques type des câbles HTA sont jointes en annexe (le fournisseur n'est pas désigné à ce jour)

Distribution : privée

L'ensemble du tracé est situé soit en domaine public (passage en accotement et sous chemin communal), soit en domaine privé (parcelle privée avec servitude de tréfonds, emprise foncière louée par le maître d'ouvrage). Les promesses de bail incluent une servitude de tréfonds assurant au maître d'ouvrage une maîtrise foncière sur l'ensemble des parcelles.

Les sections et nature de câbles sont réparties selon le tableau de distribution ci-après :

Tronçon / Section de câbles HTA	Accotement voies publiques (ml)	Accotement voies privées (ml)	Domaine privé autre que voies (ml)	Total (ml)
E2-PDL / 3*150mm² Alu				
Longueur géographique		366	57	423
Longueur électrique		381	57	438
E4-E3 / 3*150mm² Alu				
Longueur géographique	400	249		649
Longueur électrique	400	259		659
E3-E1 / 3*150mm² Alu				
Longueur géographique			573	573
Longueur électrique			583	583
E1-PDL / 3*240mm² Alu				
Longueur géographique		485		485
Longueur électrique		500		500
TOTAUX				
Longueur géographique	400	1100	630	2130
Longueur électrique	400	1140	640	2180

Le détail des sections et natures de câbles figure également sur le schéma unifilaire en annexe (annexe 2.2)

1.4 - RENSEIGNEMENTS TECHNIQUES

1.4.1 Postes de transformation éolienne :

L'enveloppe des postes de transformation éolienne sera réalisée en béton armé préfabriqué, revêtue d'un enduit type RPE (teinte RAL 6020 vert).

La toiture sera constituée d'une dalle béton armé pentée et étanchée.

Le poste sera équipé, sous toute sa surface, d'une cuve technique étanche.

L'ensemble des pénétrations des câbles et mise à la terre seront rendues étanches par le biais de manchons type UGA ou similaire.

L'accès au poste se fera par des portes simple vantail équipées (ventilation, serrures 3 points, barre anti panique, arrêt de porte, cylindre ENEDIS, affichage réglementaire,...)

Tous les éléments de serrurerie seront de teinte RAL 6020 vert.

Les auxiliaires basse tension du poste seront alimentés par un transformateur HT/BT – 20kV/400V. Une rétention en fond de cuve technique est prévue en cas de fuite du diélectrique.

L'ensemble des équipements constitutifs du poste respectera les normes en vigueur, entre autres NF C13-100, C13-200, C15-100, CEI 62271-202, HN 64-S52.

Un dispositif de mise à la terre du poste sera mis en œuvre (boucle fond de fouille, ceinture équipotentielle)

Le système d'inter verrouillage des cellules HTA sera soumis à l'approbation du bureau de contrôle.

Un extincteur à poudre CO₂ de 5 kg sera installé. Les affichages règlementaires sur les porte d'accès (« soins aux électrisés », « poste de transformation », accès réservé »,...) et en partie basse pour repérage des pénétrations de câbles HTA dans les postes seront installés.

1.4.1 Poste de livraison HTA :

L'enveloppe du poste de livraison sera réalisée en béton armé préfabriqué, revêtu d'un enduit type RPE (teinte RAL 6020 vert).

La toiture sera constituée d'une dalle béton armé pentée et étanchée.

Le poste sera équipé, sous toute sa surface, d'une cuve technique étanche.

L'ensemble des pénétrations des câbles et mise à la terre seront rendues étanches par le biais de manchons type UGA ou similaire.

L'accès au poste se fera par des portes simple vantail équipées (ventilation, serrures 3 points, barre anti panique, arrêt de porte, cylindre ENEDIS, affichage réglementaire,...)

Tous les éléments de serrurerie seront de teinte RAL 6020 vert.

Les auxiliaires basse tension du poste seront alimentés par un transformateur HT/BT – 20kV/400V d'une puissance de 50 kVA. Une rétention en fond de cuve technique est prévue en cas de fuite du diélectrique.

L'ensemble des équipements constitutifs du poste respectera les normes en vigueur, entre autres NF C13-100, C13-200, C15-100, CEI 62271-202, HN 64-S52.

Un dispositif de mise à la terre du poste sera mis en œuvre (boucle fond de fouille, ceinture équipotentielle)

Le poste sera soumis à l'approbation des services du gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité au regard de la norme C13-100.

Le système d'inter verrouillage des cellules HTA sera soumis à l'approbation du bureau de contrôle.

Des extincteurs à poudre CO₂ de 5 kg seront installés dans les locaux HTA et SCADA. Les affichages règlementaires sur les porte d'accès (« soins aux électrisés », « poste de transformation », accès réservé »,...) et en partie basse pour repérage des pénétrations de câbles HTA dans le PDL seront installés.

En annexe, figurent le synoptique du poste.

1.4.2 Conducteurs souterrains / profondeur de pose du câble (génératrice supérieure) :

Sous chemin rural (chemin communal) : couverture de 0,70m sur câble HTA.

Sous parcelle agricole : couverture de 1,00m sur câble HTA.

Il sera proposé aux exploitants agricoles de décaper préalablement la terre végétale avant le passage des engins et la mise en œuvre des réseaux. La terre végétale sera remise en place à l'issue des travaux. Ceci afin d'éviter toute rupture agronomique.

Des indemnités seront prévues et établies selon le barème de la chambre d'agriculture pour l'occupation du sous-sol et du terrain accueillant le poste de livraison ainsi que pour les dommages instantanés résultant de l'exécution des travaux de mise en œuvre des ouvrages.

Dispositif avertisseur : grillage plastique de couleur rouge + grillage plastique de couleur verte

1.4.3 Récépissés demandes de travaux :

Les demandes de travaux ont été faites sur la plateforme INERIS.

Les exploitants de réseaux consultés sont les suivants :

N°DT	Exploitant	Date demande	Date réponse	Concerné (C) / Non concerné (NC) Impacté (I) / Non impacté (NI)
2017110901641 DFB	ENEDIS	09/11/2017	10/11/2017	NC
2017110901748DAF	ENEDIS	09/11/2017	09/11/2017	C/NI
2017110901524D03	ENEDIS	09/11/2017	13/11/2017	C/NI
2017110901641 DFB	Mairie Plumieux	09/11/2017	14/11/2017	NC
2017110901748DAF	Mairie Plumieux	09/11/2017	14/11/2017	NC
2017110901524D03	Mairie Plumieux	09/11/2017	14/11/2017	NC

Le cas échéant, les réseaux existants concernés sont figurés sur les plans.

Le cas échéant, les coupes au droit des croisements des réseaux existants figurent sur les plans.

1.4.4 Points spécifiques / croisements réseaux existants :

Ruisseau de Blaye :

En traversée du ruisseau de Blaye, le câble inter éolien et le câble F.O (réseau communication) seront posés sous fourreau PEHD diam 160 mm, couverture de 1,00m par rapport au fond du ruisseau.

Le fourreau sera posé en forage dirigé sur une longueur de 20m environ.

Les boues de forage seront collectées, stockées en benne étanche et évacuées en centre de stockage ou unité de valorisation.

2 – ATTESTATION MAITRISE FONCIERE

Je soussigné M Pierre PARVEX ESPINOSA, Représentant légal de la société EOLIS L'ETOURNELLE certifie que le cheminement des câbles électriques reliant les 4 éoliennes entre elles et le poste de livraison est prévu sur des parcelles et emprises de chemins dont la société maîtrise le foncier pour le passage de ces câbles en ayant conclu des accords avec les propriétaires fonciers concernés.

Je soussigné M Pierre PARVEX ESPINOSA, Représentant légal de la société EOLIS L'ETOURNELLE certifie que le poste de livraison sera mise en œuvre sur une (ou des) parcelle(s) dont la société maîtrise le foncier en ayant conclu des accords avec les propriétaires fonciers concernés.

3 – ENGAGEMENTS DU MAITRE D'OUVRAGE

Les installations seront exécutées suivant les règles de l'art, conformément aux dispositions des articles L.323-12, R323-23 et D323-24 du Code de l'Energie et répondront aux prescriptions de l'arrêté ministériel du 17 mai 2001 (modifié par les arrêtés du 26 avril 2002 et 10 mai 2006), déterminant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les lignes d'énergie électrique et seront exécutées conformément aux normes en vigueur.

Le maître d'ouvrage s'engage à diligenter un contrôle technique de l'ouvrage avant la mise en service, en application des articles L.323-11 à L323-13 et R.323-30 à R.323-32 du Code de l'Energie et selon l'arrêté ministériel du 14 janvier 2013.

Préalablement à l'exécution des travaux, le maître d'ouvrage établira les déclaration de travaux (DT) conformément à l'arrêté du 15 février 2012 pris en application du chapitre IV du titre V du livre V du code de l'environnement relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution.

Conformément à l'article R.323-29 du Code de l'Energie, le maître d'ouvrage s'engage à transmettre au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité les informations permettant à ce dernier d'enregistrer la présence des ouvrages privés créés.

En fin de travaux, le maître d'ouvrage enregistrera son ouvrage sur la plateforme en ligne INERIS, 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 relatives à la sécurité des travaux souterrains, aériens et subaquatiques de transport et de distribution.

Fait à Lille, le 23 novembre 2017

**Le Demandeur : EOLIS L'ETOURNELLE
Représenté par Mr Pierre PARVEX ESPINOSA**

ATTESTATION

Monsieur Pierre PARVEX, es qualité de Président de la Société EOLIS.L'ETOURNELLE au capital de 10.000,00 euros dont le siège est à LILLE (59777), Tour de Lille 19ème étage boulevard de Turin Lille Euralille, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de LILLE METROPOLE sous le numéro 820 444 644 ,

Atteste par la présente :

1°/

Que la société EOLIS.L'ETOURNELLE, est titulaire des autorisations des propriétaires des parcelles désignées ci-après, en vue du développement, de la construction et de l'exploitation du parc éolien sur la Commune de PLUMIEUX.

En la commune de PLUMIEUX (Côte d'Armor)

Accords des propriétaires des parcelles suivantes :

Mme RICHTER Hélène, 114 rue Michel Ange – 75016 PARIS

Section	Numéro	Lieudit	Contenance
YA	31	Le Chef du Bos	75ha 43a 12ca
E	1164	La Grande Lande	12ha 96a 30ca

M. LAUNAY Jérôme, 2 rue des Marettes – 22210 PLUMIEUX

Section	Numéro	Lieudit	Contenance
YB	20	Quillien Est	5ha 95a 00ca
YB	23	Quillien Est	3ha 40a 00ca

M. LUCAS Michel, 212 boulevard de la Vilette – 75019 PARIS

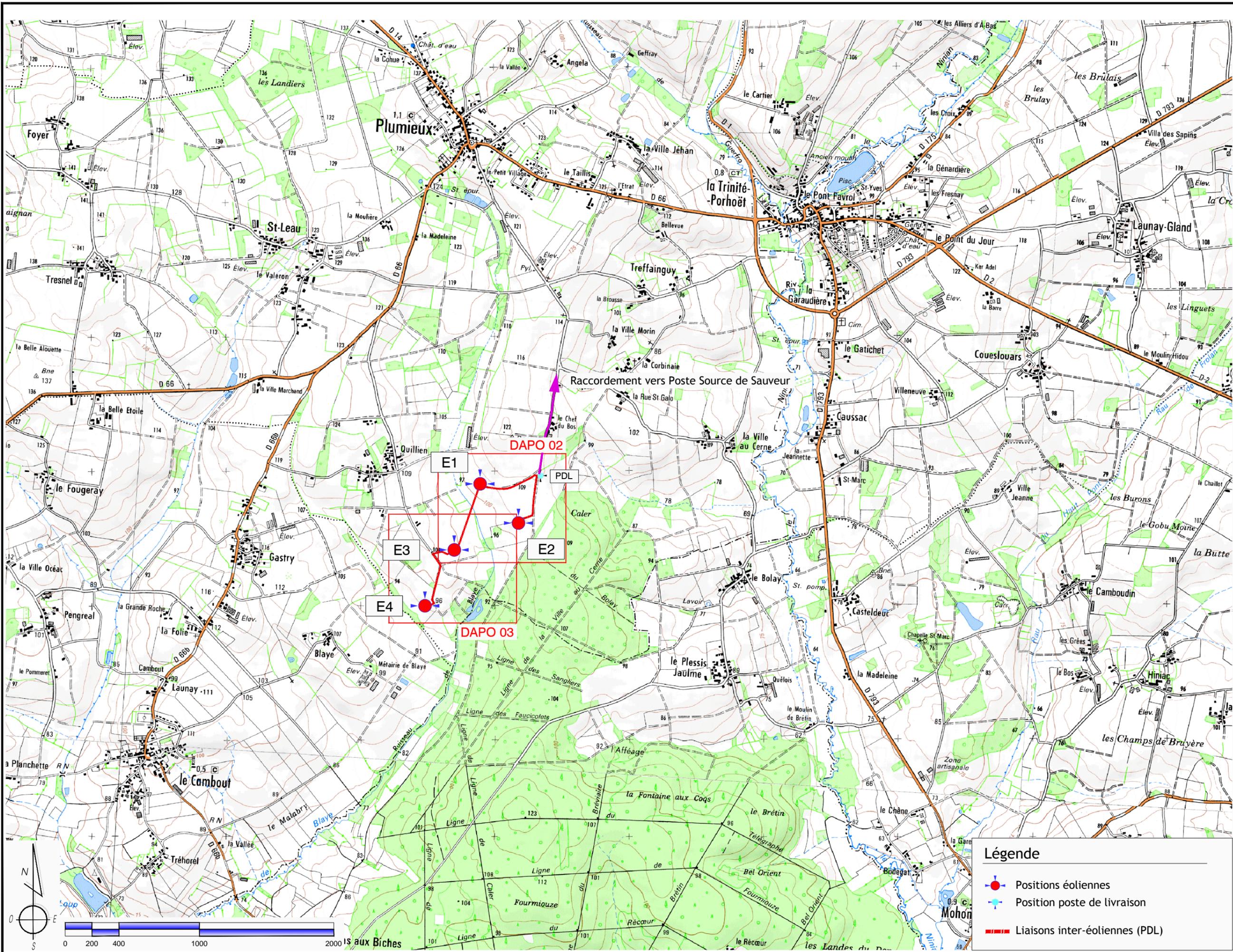
Section	Numéro	Lieudit	Contenance
YB	85	Quillien Sud	4ha 25a 35ca

2°/ Que les indemnités prévues dans les protocoles d'accord foncier conclus avec l'ensemble des propriétaires respecteront celles du barème de la chambre d'agriculture des Côtes d'Armor.

En foi de quoi j'ai délivré la présente attestation pour servir et valoir ce que de droit.

Fait à Courbevoie , le 6. 11. 2014.

Monsieur Pierre PARVEX



MAITRE DOUVREAGE :
SAS FOLIS L'ETOURNELLE
TOUR DE LILLE (9ème ETAGE)
BOULEVARD DE TURIN
59000 LILLE - FRANCE

BUREAU D'ETUDES
ASTECA
ECOPARC - OCEANIS - Bâtiment 1B
35, rue Haroun Tazieff
54 320 MAXEVILLE
Tél. 03.83.54.04.69 - Fax. 03.83.28.51.45



PARC EOLIEN DE QUILLIEN
Commune de PLUMIEUX

SITUATION / REPERAGE PLANS
1/25 000°

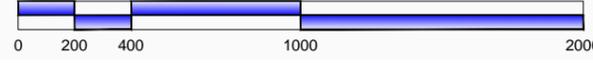
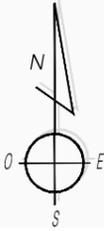
DAPO

01

23 / 11 / 2017

Légende

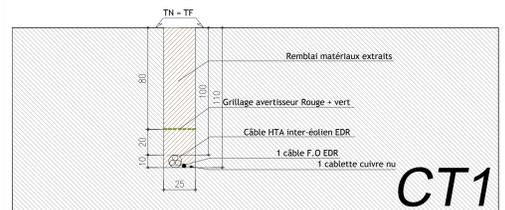
-  Positions éoliennes
-  Position poste de livraison
-  Liaisons inter-éoliennes (PDL)



1 TOUR DEAU FENDU Ø1000mm - Long. : 30.00 m
Forage dirigé

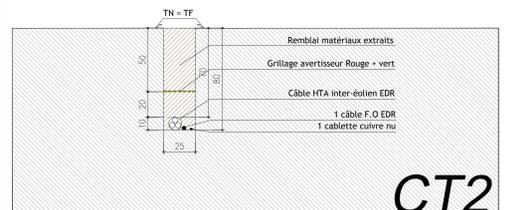
LEGENDE COUPES TERRAIN

Remblai matériaux extraits



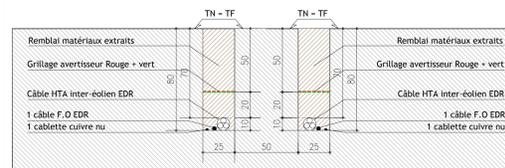
CT1

Coupe type n° CT1 sur tranchée - 1 câble HTA + fibre optique
Passage en parcelle agricole - Remblai avec matériaux extraits



CT2

Coupe type n° CT2 sur tranchée - 1 câble HTA + fibre optique
Passage en accotement de Chemin d'exploitation - Remblai avec matériaux extraits
Passage en accotement de Chemin créé - Remblai avec matériaux extraits



CT3

Coupe type n° CT4 sur tranchée - 2 câbles HTA + fibre optique
Passage en accotement de Chemin d'exploitation - Remblai avec matériaux extraits
Passage en accotement de Chemin créé - Remblai avec matériaux extraits

LEGENDE :

- POSITIONS EOLIENNES PROJET
- POSTE DE LIVRAISON
- Liaisons HTA Inter-éoliennes vers PDL
- Liaisons BT (Eolienne/Transfo)
- Plateformes de montage
- Chemins d'accès à créer
- Virages et aménagements temporaires
- Chemins d'accès existant
- Zone humide (d'après PLU)
- Emprise forêts
- Cours d'eau
- Limite de commune
- Réseau Electrique BT forcé Aérien (EMEDS)

PARC EOLIEN DE QUILLIEN

Commune de PLUMIEUX

Maitre d'Ouvrage
SARLES EOLIENNELLE
TOUR DE L'ILE (10ème ETAGE) - BOULEVARD DE TURIN
93000 LILLE - FRANCE

Ce document est la propriété de la société ASTECA et ne peut être reproduit sans son autorisation préalable.

PLAN D'ENSEMBLE (2/2)

Liaisons HTA (E3/E4)

DAPO

03

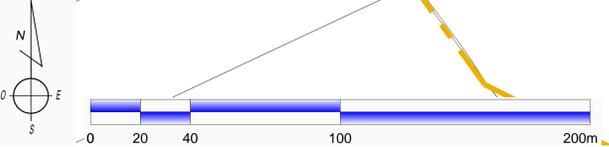
Echelle : 1/1 000° Première diffusion : 2017 11 23

Index	Commentaires	Date	Signature	Vérifié

Maitre d'Ouvrage
ASTECA SAS
93 Rue de la Vallée - Zone Eolienne
54000 - NANCY
Tel : 03 83 44 54 89



Dossier N° : 2017 35



E4
x : 233 480.16
y : 2 352 717.41

E3
x : 233 698.02
y : 2 353 133.52

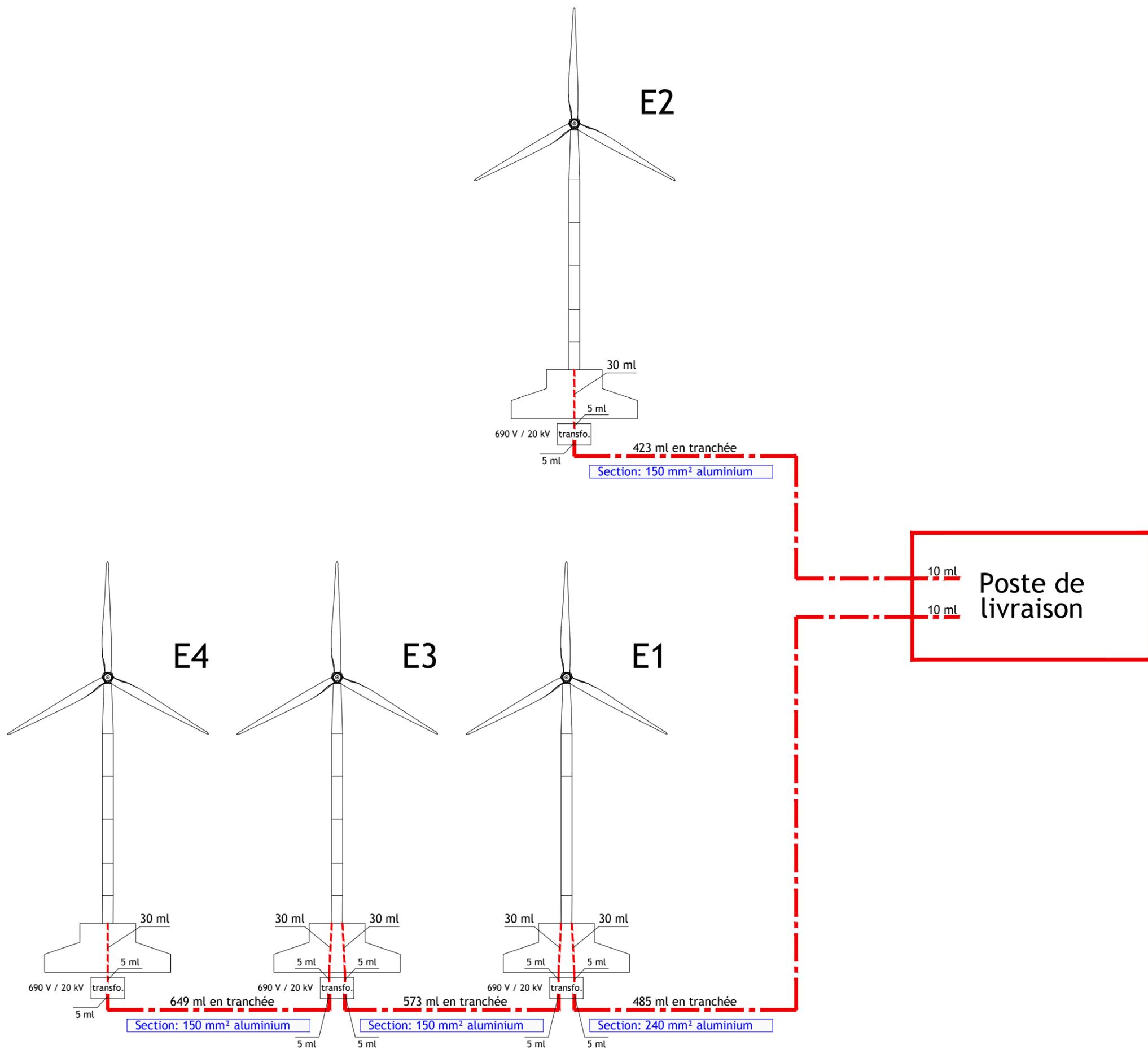
E2
x : 234 176
y : 2 353 3

CT3

CT1

CT2

2017 35 - DAPO PLUMIEUX - 23 11 2017.dwg



MAITRE D'OUVRAGE :
SAS FOLIS L'ETOURNELLE
TOUR DE LILLE (19^{ème} ETAGE)
BOULEVARD DE TURIN
59000 LILLE - FRANCE

BUREAU D'ETUDES
ASTECA
ECOPARC - OCEANIS - Bâtiment 1B
35, rue Haroun Tazieff
54 320 MAXEVILLE
Tél. 03.83.54.04.69 - Fax. 03.83.28.51.45



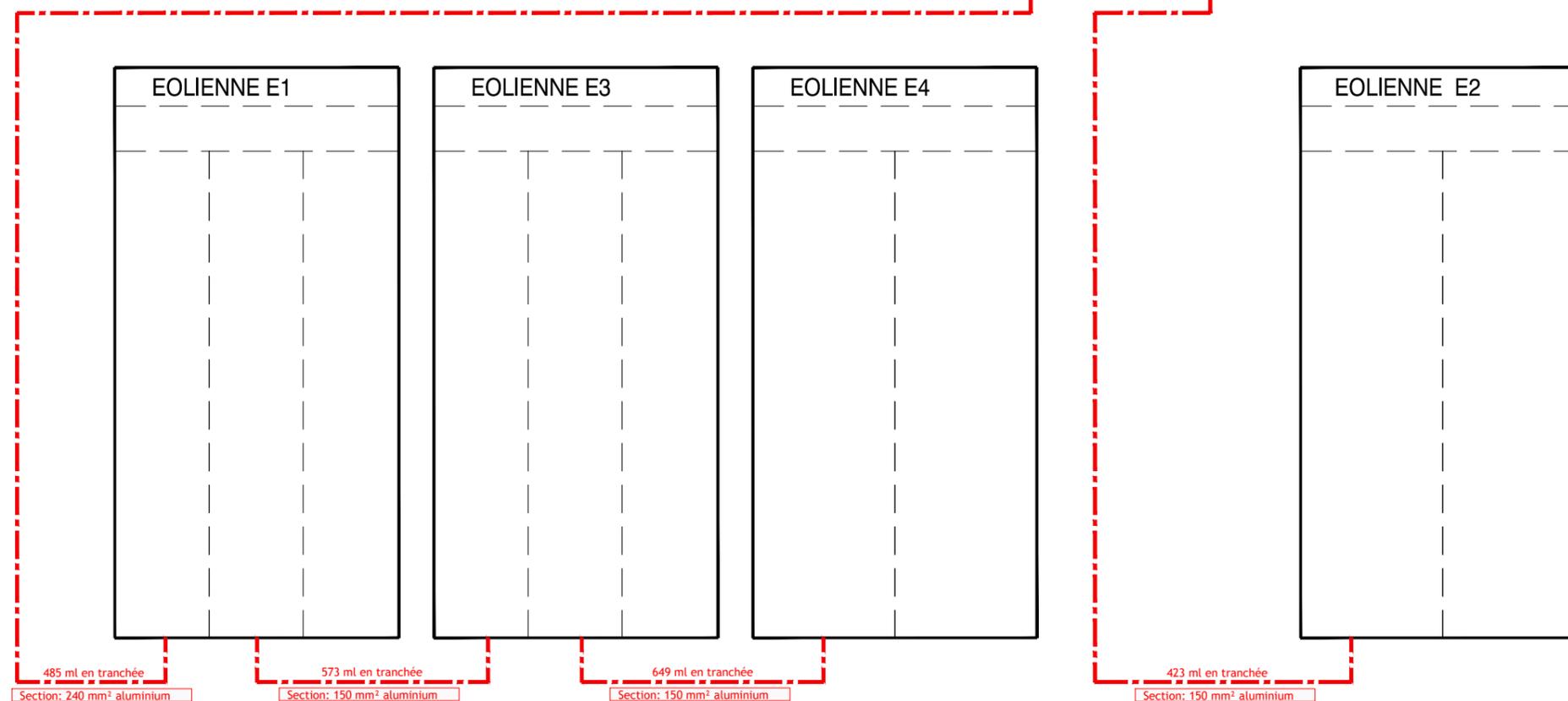
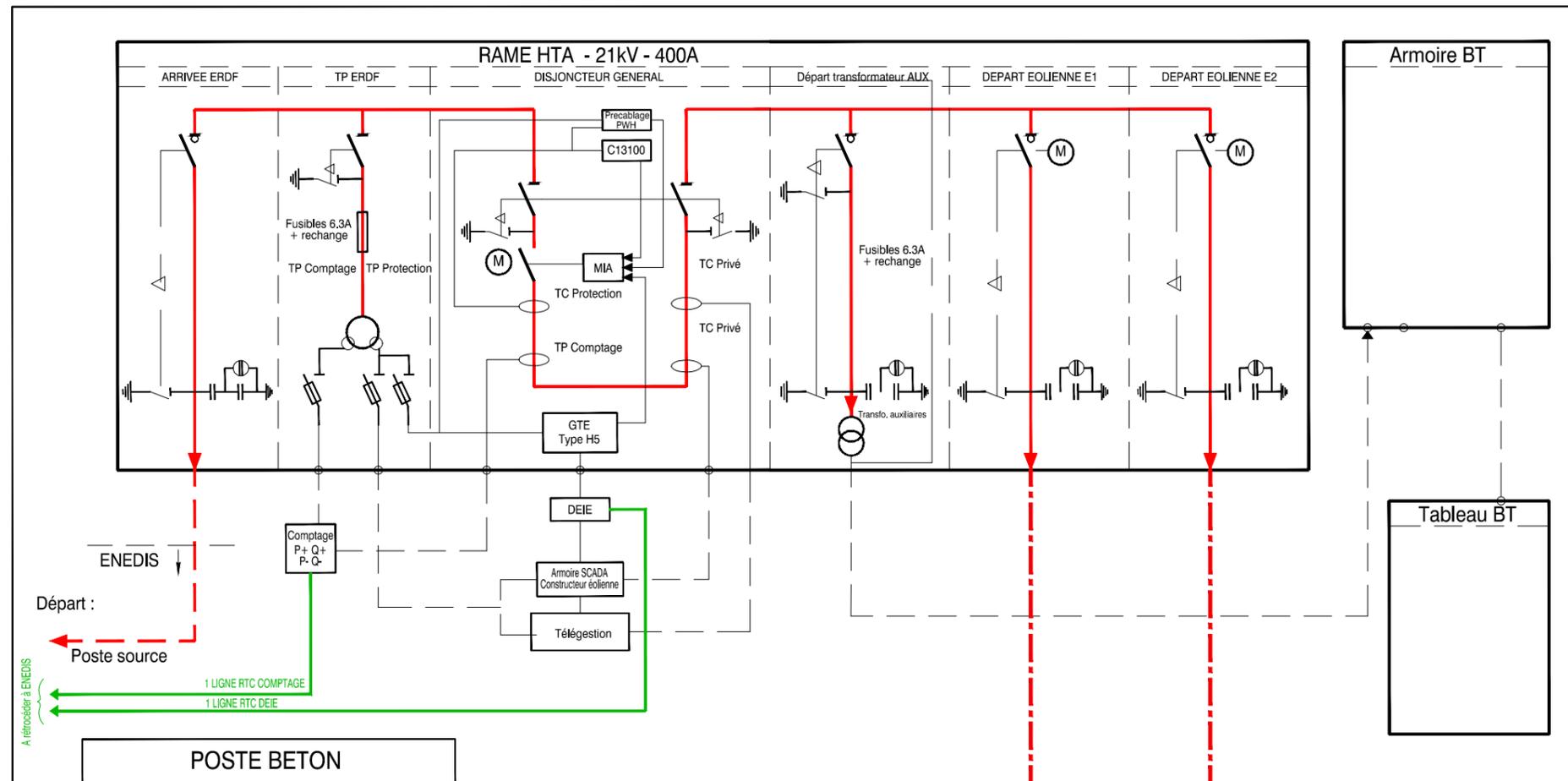
PARC EOLIEN DE QUILLIEN
Commune de PLUMIEUX

SCHEMA UNIFILAIRE PDL
sans échelle

DAPO

04

23 / 11 / 2017



- LEGENDE**
- - - Réseau HTA
 - - - Réseau BT
 - Réseau Telecom

DAPO 05 23 / 11 / 2017	PARC EOLIEN DE QUILLIEN Commune de PLUMIEUX SYNOPTIQUE PDL sans échelle	MAITRE D'OUVRAGE : SAS EOLIS L'ETOURNELLE TOUR DE LILLE (19ème ÉTAGE) BOULEVARD DE TURIN 59000 LILLE - FRANCE BUREAU D'ETUDES ASTECA ECOPARC - OCEANIS - Bâtiment 1B 35, rue Haroun Tazieff 54 320 MAXEVILLE Tél. 03.83.54.04.69 - Fax. 03.83.28.51.45
---	--	--

Utilities
Unité de Bourg en Bresse

2, rue des Marguerites - BP 101
 01003 Bourg en Bresse Cedex -France
 TEL+33 (0)4 74 32 16 00

Câble : 3 * 1 * 150 mm² Alu 12/20 (24) kV

Norme : NF C 33-226 + EDR

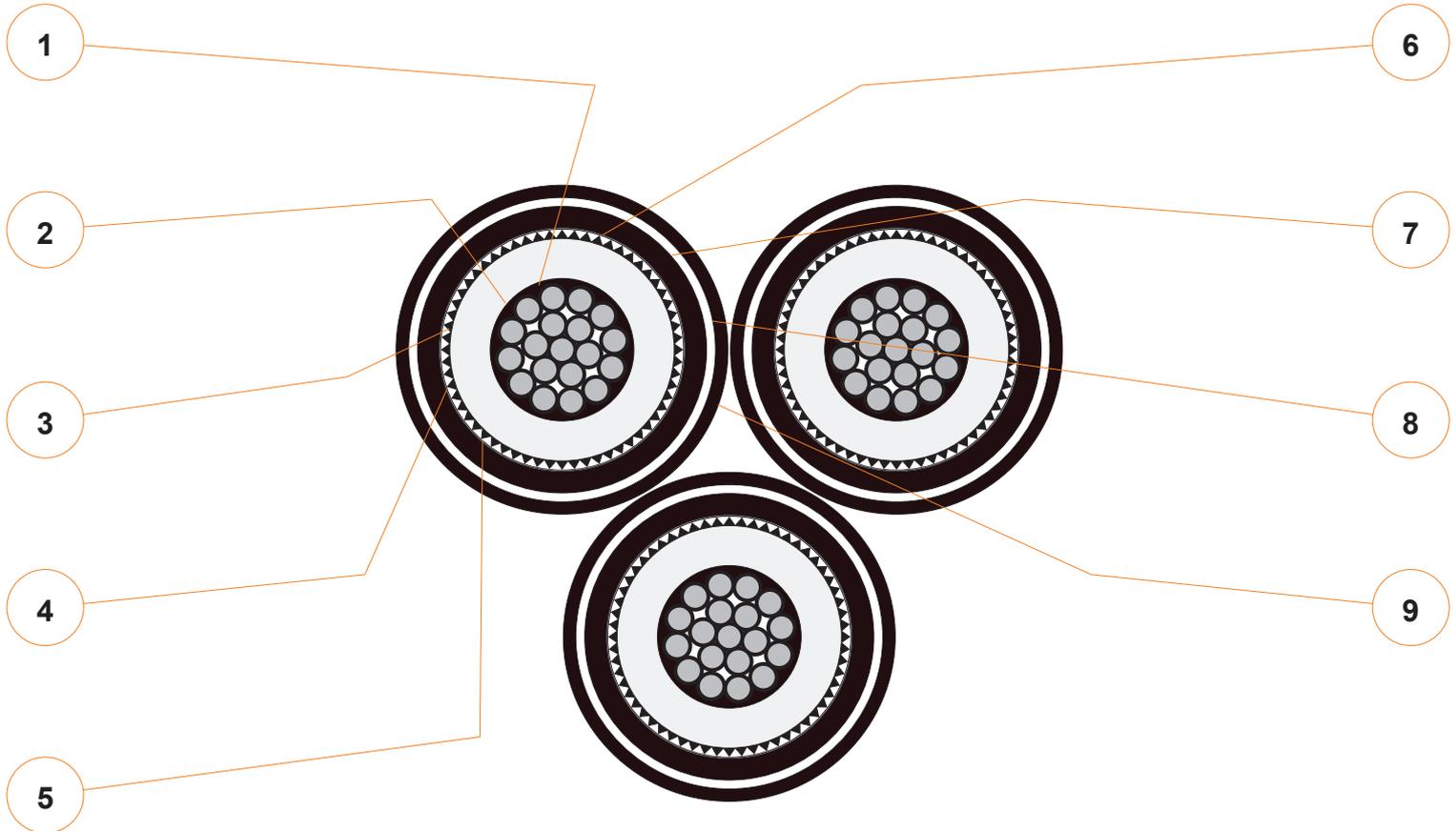
Code produit: 10257326

Code	DESIGNATION	Val	Unité
AME CONDUCTRICE	Nature du métal Aluminium Section nominale Classe 2 (EN 60228) Diamètre approximatif	150 14,1	mm ² mm
SEMI CONDUCTEUR SUR AME	Constitution Extrudé Epaisseur approximative Gradient sur ame	0,6 3,53	mm kV/mm
ISOLATION	Constitution PRC extrudé Epaisseur nominale Diamètre approximatif Gradient sur isolant	4,5 23,9 2,26	mm mm kV/mm
SEMI CONDUCTEUR SUR ISOLANT	Constitution Pelable extrudé Epaisseur approximative	1,1	mm
ETANCHEITE	Constitution Poudre Epaisseur approximative	0,0	mm
ECRAN METALLIQUE	Constitution Ruban alu longitudinal 0,15 Section approximative Epaisseur nominale	12,3 0,15	mm ² mm
GAINÉ EXTERIEURE	Constitution Pe ignifugé noir liseré gris Epaisseur courante	2,5	mm
GAINÉ EXTERIEURE	Constitution Pe ignifugé noir liseré gris Epaisseur courante	2,5	mm
Diamètre sur phase avant assemblage :		35,29	mm
Diamètre approximatif :		76,40	mm
Poids total approximatif :		3,63	kg/m
Rayon de courbure minimum			
Câble après pose avec forme:		497	mm
Câble en cours de pose :		994	mm

Cable: 3 * 1 * 150 mm² Alu 12/20 (24) kV

Norme: NF C 33-226 + EDR

Code : 10257326



1 cm

1	CORDE ALUMINIUM	6	RUBAN ALU LONGITUDINAL
2	SEMI CONDUCTEUR EXTRUDE	7	GAINES EXTERIEURE PE IGNIFUGE NOIR LISERE GRIS
3	ISOLANT PRC	8	GAINES EXTERIEURE PE
4	S.C.PELABLE CANNELE	9	GAINES EXTERIEURE PE IGNIFUGE NOIR LISERE GRIS
5	POUDRE ETANCHEITE		

Utilities
Unité de Bourg en Bresse

2, rue des Marguerites - BP 101
01003 Bourg en Bresse Cedex -France
TEL+33 (0)4 74 32 16 00

Câble : 3 * 1 * 150 mm² Alu 12/20 (24) kV

Norme : NF C 33-226 + EDR

Fiche technique MVCE15255/05/01

Code produit: 10257326

CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES

CABLE : 3 x 1 x 150 Alu 20 kV NON ARME

IMPEDANCES

Résistance en courant continu à 20°C	Ohm/km	0.20600
Résistance en courant alternatif à 90°C	Ohm/km	0.26464
Self induction	mH/km	0.38
Inductance à 50 Hz	Ohm/km	0.12
Capacité	microF/km	0.31
Impedance à 50 Hz et à 90°C	Ohm/km	0.29

PERTES

Chute de tension (cos =0.9) Mono/Tri.....	V/A.km	0.29 / 0.50
Courant capacitif	A/km	1.17
Pertes dielectriques par phase	kW/km	0.010
Pertes Joule par phase à pleine charge		
Cable enterré	kW/km	32.15
Cable à l'air libre	kW/km	36.64

CAPACITE DE TRANSIT

Cable enterré	A	348
Resistivité du sol : 0.85 K.m/W		
Température du sol : 20 °C		
Profondeur de pose : 800 mm		
Cable à l'air libre	A	371
Température de l'air: 30 °C		

COURT-CIRCUIT ADMISSIBLE

Dans le conducteur		
Durée : 0.5 s	kA	20.39
: 1.0 s	kA	14.52
: 2.0 s	kA	10.36
Dans l'écran métallique		
Durée : 0.5 s	kA	2.72
: 1.0 s	kA	2.19
: 2.0 s	kA	1.78

NB :Les calculs sont effectués en conformité avec la recommandation IEC 60287
Les câbles sont supposés fonctionner en charge nominale(tension et intensité)
Calculs donnés à titre informatif valables pour une seule liaison
en trèfle jointif et mise à la terre de l'écran aux deux extrémités.
Les conditions de pose doivent respecter les règles de l'art.
Pour la partie enterrée,les câbles sont supposés posés en pleine terre.
Pour la partie à l'air libre,les câbles sont supposés posés sur des chemins de
cable ,à une distance des murs égale à au moins un diamètre de cable.
La chute de tension mono indiquée est une chute de tension phase / terre (U0).

Utilities
Unité de Bourg en Bresse

2, rue des Marguerites - BP 101
01003 Bourg en Bresse Cedex -France
TEL+33 (0)4 74 32 16 00

Câble : 3 * 1 * 240 mm² Alu 12/20 (24) kV

Norme : NF C 33-226 + EDR

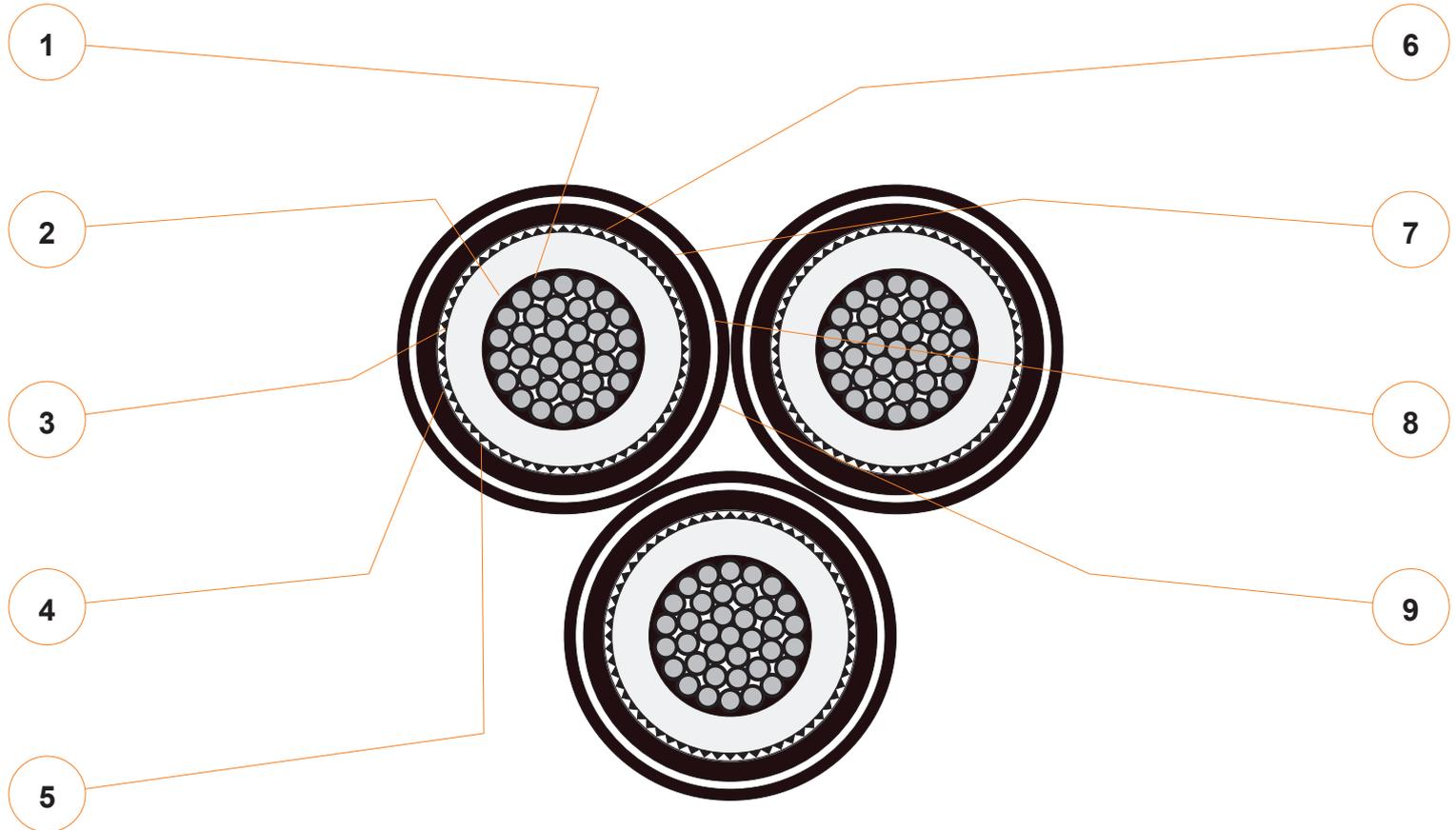
Code produit: 10257327

Code	DESIGNATION	Val	Unité
AME CONDUCTRICE	Nature du métal Aluminium Section nominale Classe 2 (EN 60228) Diamètre approximatif	240 18,1	mm ² mm
SEMI CONDUCTEUR SUR AME	Constitution Extrudé Epaisseur approximative Gradient sur ame	0,6 3,31	mm kV/mm
ISOLATION	Constitution PRC extrudé Epaisseur nominale Diamètre approximatif Gradient sur isolant	4,5 28,1 2,28	mm mm kV/mm
SEMI CONDUCTEUR SUR ISOLANT	Constitution Pelable extrudé Epaisseur approximative	1,1	mm
ETANCHEITE	Constitution Poudre Epaisseur approximative	0,0	mm
ECRAN METALLIQUE	Constitution Ruban alu longitudinal 0,15 Section approximative Epaisseur nominale	14,2 0,15	mm ² mm
GAINÉ EXTERIEURE	Constitution Pe ignifugé noir liseré gris Epaisseur courante	2,5	mm
GAINÉ EXTERIEURE	Constitution Pe ignifugé noir liseré gris Epaisseur courante	2,5	mm
Diamètre sur phase avant assemblage :		39,38	mm
Diamètre approximatif :		85,30	mm
Poids total approximatif :		4,80	kg/m
Rayon de courbure minimum			
Câble après pose avec forme:		554	mm
Câble en cours de pose :		1108	mm

Cable: 3 * 1 * 240 mm² Alu 12/20 (24) kV

Norme: NF C 33-226 + EDR

Fiche technique : 10257327



1 cm

1	CORDE ALUMINIUM	6	RUBAN ALU LONGITUDINAL
2	SEMI CONDUCTEUR EXTRUDE	7	GAINÉ EXTERIEURE PE IGNIFUGE NOIR LISERE GRIS
3	ISOLANT PRC	8	GAINÉ EXTERIEURE PE
4	S.C.PELABLE CANNELE	9	GAINÉ EXTERIEURE PE IGNIFUGE NOIR LISERE GRIS
5	POUDRE ETANCHEITE		

Utilities
Unité de Bourg en Bresse

2, rue des Marguerites - BP 101
01003 Bourg en Bresse Cedex -France
TEL+33 (0)4 74 32 16 00

Câble : 3 * 1 * 240 mm² Alu 12/20 (24) kV

Norme : NF C 33-226 + EDR

Code produit: 10257327

CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES

CABLE : 3 x 1 x 240 Alu 20 kV NON ARME

IMPEDANCES

Résistance en courant continu à 20°C	Ohm/km	0.12500
Résistance en courant alternatif à 90°C	Ohm/km	0.16124
Self induction	mH/km	0.35
Inductance à 50 Hz	Ohm/km	0.11
Capacité	microF/km	0.37
Impedance à 50 Hz et à 90°C	Ohm/km	0.19

PERTES

Chute de tension (cos =0.9) Mono/Tri.....	V/A.km	0.19 / 0.33
Courant capacitif	A/km	1.39
Pertes dielectriques par phase	kW/km	0.012
Pertes Joule par phase à pleine charge		
Cable enterré	kW/km	20.59
Cable à l'air libre	kW/km	25.77

CAPACITE DE TRANSIT

Cable enterré	A	356
Resistivité du sol : 1.20 K.m/W		
Température du sol : 35 °C		
Profondeur de pose : 800 mm		
Cable à l'air libre	A	398
Température de l'air: 50 °C		

COURT-CIRCUIT ADMISSIBLE

Dans le conducteur		
Durée : 0.5 s	kA	32.51
: 1.0 s	kA	23.11
: 2.0 s	kA	16.47
Dans l'écran métallique		
Durée : 0.5 s	kA	3.05
: 1.0 s	kA	2.46
: 2.0 s	kA	2.00

NB :Les calculs sont effectués en conformité avec la recommandation IEC 60287
Les câbles sont supposés fonctionner en charge nominale(tension et intensité)
Calculs donnés à titre informatif valables pour une seule liaison
en trèfle jointif et mise à la terre de l'écran aux deux extrémités.
Les conditions de pose doivent respecter les règles de l'art.
Pour la partie enterrée,les cables sont supposés posés en pleine terre.
Pour la partie à l'air libre,les cables sont supposés posés sur des chemins de
cable ,à une distance des murs égale à au moins un diamètre de cable.
La chute de tension mono indiquée est une chute de tension phase / terre (U0).

SAS EOLIS.L'ETOURNELLE