

CSD Ingénieurs Luxembourg SA

11, route des Trois Cantons

L-8399 Windhof

+352 288 40 720

info@csgivingieurs.lu

www.csd.ch

CSDINGENIEURS 
INGÉNIEUX PAR NATURE



Projet éolien à Lentzweiler

PW 34 S.à.r.l

Screening environnemental

Windhof, le 28 mai 2025

LUX010209.01 - Rapport final



Table des matières

1	Introduction	1
1.1	Contexte du projet	1
1.2	Contexte réglementaire	1
1.3	Maître d'ouvrage	1
1.4	Bureau d'études	1
2	Contexte général	2
2.1	Localisation du projet	2
2.2	Caractéristiques du projet	2
2.2.1	Modèles des éoliennes	2
2.2.2	Accès et aménagements.....	6
2.2.3	Raccordements électriques.....	7
2.2.4	Planning du projet	8
2.2.5	Démantèlement.....	8
2.3	Participation du projet à l'atteinte des objectifs en énergies renouvelables fixés par le Grand-Duché de Luxembourg	9
2.4	Périmètres d'influence du projet.....	9
3	Contexte administratif.....	11
3.1	Informations cadastrales	11
3.2	Situation au PAG/PAP	13
3.3	Affectations des parcelles adjacentes au terrain	14
3.4	Cumul avec d'autres projets à proximité	14
3.5	Effets transfrontaliers	14
3.6	Informations concernant le CASIPO	15
3.7	Autorisations.....	15
3.8	Etudes d'incidences sur l'environnement antérieures.....	15
4	Contexte environnemental naturel	16
4.1	Géologie et topographie	16
4.2	Hydrogéologie	16
4.3	Hydrologie	17
4.4	Pédologie locale	18
4.5	Contamination du sol et gestion des déchets	19
4.6	Mesures de stabilité	19
4.7	Milieu biologique.....	19
4.7.1	Méthodologie et périmètre d'étude.....	19
4.7.2	Situation existante	20
4.8	Climat	34
4.8.1	Température et pluviométrie	34
4.8.2	Vent et répartition des vents	34

5	Contexte environnemental humain.....	35
5.1	Paysage et patrimoine.....	35
5.1.1	Méthodologie et périmètres d'étude.....	35
5.1.2	Analyse préliminaire	36
5.1.3	Éléments paysagers et patrimoniaux	37
5.2	Environnement sonore	38
5.2.1	Ambiance sonore existante	38
5.2.2	Impact sonore attendu par le projet	38
5.3	Ombre portée	43
5.3.1	Phénomène de projections d'ombre de l'éolienne	43
5.3.2	Méthodologie.....	43
5.3.3	Paramètres particuliers considérés.....	45
5.3.4	Résultats préliminaires	45
5.4	Contraintes locales / Risques.....	46
6	Conclusion.....	48

Liste des annexes

Annexe A	Dossier cartographique
Annexe B	Fiches techniques du constructeur
Annexe C	Extrait du CASIPO
Annexe D	Photomontages
Annexe E	Avis préalable de la DAC
Annexe F	Extrait du PAG

Coordination et validation de l'étude

Projet éolien à Lentzweiler

Screening environnemental

LUX010209.01

Rapport final

Windhof, le 28 mai 2025

Imane AABBAR

Project Manager

Antoine BURGRAFF

Coréférent

Préambule

CSD confirme par la présente avoir exécuté son mandat avec la diligence requise. Les résultats et conclusions sont basés sur l'état actuel des connaissances tel qu'exposé dans le rapport et ont été obtenus conformément aux règles reconnues de la branche.

CSD se fonde sur les prémisses que :

- ♦ le mandant ou les tiers désignés par lui ont fourni des informations et des documents exacts et complets en vue de l'exécution du mandat,
- ♦ les résultats de son travail ne seront pas utilisés de manière partielle,
- ♦ sans avoir été réexaminés, les résultats de son travail ne seront pas utilisés pour un but autre que celui convenu ou pour un autre objet ni transposés à des circonstances modifiées.

Dans la mesure où ces conditions ne seraient pas remplies, CSD déclinera toute responsabilité envers le mandant pour les dommages qui pourraient en résulter.

Si un tiers utilise les résultats du travail ou s'il fonde des décisions sur ceux-ci, CSD décline toute responsabilité pour les dommages directs et indirects qui pourraient en résulter.

1 Introduction

1.1 Contexte du projet

La société PW 34 S.à.r.l, acteur de développement dans les énergies renouvelables, souhaite implanter quatre éoliennes **d'une puissance unitaire maximale de 6,5 MW** sur le territoire des communes de Wincrange et Clervaux.

En déposant ce document de screening, le Maître d'Ouvrage saisit ainsi formellement l'autorité compétente dans le cadre de ce projet.

1.2 Contexte réglementaire

Le projet étant repris à l'annexe IV (point 73) du règlement grand-ducal modifié du 15 mai 2018 établissant les listes de projets soumis à une évaluation des incidences sur l'environnement, il appartient à l'autorité compétente, **en application de l'article 2 du règlement grand-ducal**, de déterminer si une évaluation des incidences sur l'environnement s'impose selon les critères de sélection fixés à l'annexe I de la loi modifiée du 15 mai 2018 relative à l'évaluation des incidences sur l'environnement.

Le présent document constitue le **document de screening** apportant à l'autorité compétente les informations nécessaires à la vérification préliminaire, conformément à **l'article 4 de la loi modifiée du 15 mai 2018** relative à l'évaluation des incidences sur l'environnement. Ce document contient les informations à fournir selon **l'annexe II** de la loi modifiée du 15 mai 2018 relative à l'évaluation des incidences sur l'environnement.

1.3 Maître d'ouvrage

Le Maître d'ouvrage est la société **PW34 SARL** représentée par Monsieur Claude Boever – Managing Director
PW34 SARL N° d'entreprise : 288 86 964

Op der Haard, 1

Tél. +352 94 92 49

L-9645 Derenbach

Email : cboever@pt.lu

1.4 Bureau d'études

Le bureau d'études désigné par le maître d'ouvrage est le bureau CSD Ingénieurs Luxembourg SA représenté par Monsieur Jean-Christophe GENIS, administrateur et directeur.

CSD Ingénieurs Luxembourg SA

Tél : +352 288 40 720

11, route des Trois Cantons

Email : info@csdingenieurs.lu

L-8399 Windhof

CSD Ingénieurs dispose de plusieurs agréments :

- Agrément 'Réalisation de rapports d'évaluation des incidences sur l'environnement' dans le cadre de la loi du 15 mai 2018, valable jusqu'au 1er février 2026.
- Agrément 'Environnement humain' pour les domaines B1, E2, E5, et F3, valable jusqu'au 31 mars 2027.
- Agrément 'Environnement naturel' valable jusqu'au 31 décembre 2028.

2 Contexte général

2.1 Localisation du projet

Les éoliennes projetées se localisent à proximité de la CR332-D, sur les territoires communaux de Wincrange (WEA1 et WEA2) et Clervaux (WEA3 et WEA4). Ce projet éolien se trouve entre les localités de Lentzweiler, Mecher, Weicherdange, Boevange et Lulange.

- Voir ANNEXE A : carte n°1a : Localisation du projet
- Voir ANNEXE A : carte n°1b : Vue aérienne

Les coordonnées LUREF des éoliennes projetées sont les suivantes :

Tableau 1 : Coordonnées des éoliennes projetées

Numéro de l'éolienne	Coordonnées LUREF [m]		Altitude [m]
	X	Y	Z
WEA 1	65 202 E	123 802 N	501
WEA 2	65 352 E	124 291 N	505
WEA 3	66 478 E	124 146 N	502
WEA 4	67 227 E	123 616 N	481

2.2 Caractéristiques du projet

2.2.1 Modèles des éoliennes

Six modèles d'éoliennes sont actuellement envisagés pour ce projet. Il s'agit des modèles **Nordex N175 6X 6,5 MW**, **Enercon E175 EP5 6 MW**, **Nordex N163 6X 6,5 MW**, **Enercon E160 EP5 E3 5,56 MW**, **Nordex 149 5X 5,5 MW** et **Enercon E138 EP3 E3 4,26 MW**. Les caractéristiques générales de ces modèles sont reprises dans le tableau ci-après :

Tableau 2 : Modèles d'éoliennes considérés dans le cadre du présent projet

Variante	Modèle considéré	Puissance (MW)	Hauteur de moyeu (m)	Hauteur totale (m)
1	Nordex N175 6X TES ¹	6,5	162	249,5
2	Enercon E175 EP5 TES ¹	6,0	162	249,5
3	Nordex N163/6.X TES ¹	6,5	164	245,5

¹ TES « Trailing Edge Serration » ou « dentelures posées sur le bord de fuite des pales ». Ce système amène un gain sur le niveau global de l'ordre de 1 à 2 dB(A) par rapport à une même machine qui n'en est pas équipée. Du point de vue de la composition spectrale de la source, son apport se concentre principalement sur les moyennes fréquences entre 500 Hz et 2 kHz. Ces fréquences sont celles les plus audibles pour l'oreille humaine.

4	Enercon E160 EP5 E3 TES ¹	5,56	166,6	246,6
5	Nordex N149/5.X TES ¹	5,5	164	238,6
6	Enercon E138 EP3 E3 TES ¹	4,26	160	229,1

Le choix du modèle ou des modèles sera décidé lors des études ultérieures. Les caractéristiques techniques sont présentées ci-dessous.

► Voir ANNEXE B Fiches techniques du constructeur

Tableau 3 : Caractéristiques techniques des modèles considérés dans le screening (source : Enercon 2024).

Caractéristiques	E175 EP5 TES 6 MW ²	E160 EP5 E3 TES 5,56 MW ²	E138 EP3 E3 TES 4,26 MW ²
Caractéristiques générales			
Puissance nominale	6 000 kW	5 560 kW	4 260 kW
Hauteur totale	249,5 m	246,6 m	229,1 m
Classe de vent ³	IEC S	IEC IIIA	IEC IIIA
Concept de l'installation	Tripale à axe horizontal, ajustage individuel des pales, rotation lente dans le sens des aiguilles d'une montre		
Tour			
Hauteur	162 m	166,6 m	160 m
Matériau	Mât hybride (béton et acier)		
Couleur	Gris clair (RAL 9002, RAL 9010 ou équivalent)		
Nombre de section	3 (en acier)	3 (en acier)	3 (en acier)
Nombre de plateforme de repos	5 (en acier)	22	5
Distance entre les plateformes	-Entre la plate-forme supérieure et la plate-forme de l'ascenseur : de 6,6 m. - Entre la plate-forme de l'ascenseur et la plate-forme IN2 : 22,51 m. - Entre IN2 et IN3 : 24,36 m. - Entre IN3 et la plate-forme de l'adaptateur : 14,97 m.	9 m	8,4 m à 14 m
Rotor			
Diamètre	175 m	160,0 m	138,25 m
Longueur de pale	85,98 m	78,3 m	67,79 m

² La norme internationale de référence IEC 61400-1 définit trois classes d'éoliennes (I, II, III), en fonction de la vitesse annuelle moyenne du vent pour laquelle elles sont conçues. Pour ces trois classes, le seuil maximal de vitesse moyenne du vent est respectivement de 10,0 m/s, 8,5 m/s et 7,5 m/s. Au niveau des sites on-shore, le critère de la classe III est généralement respecté. Les indices a et b de la norme reflètent le niveau de turbulence moyen auquel les éoliennes peuvent être soumises (le critère a étant plus large que le critère b). Le respect de ces critères dépend fortement de la situation locale et de la configuration du parc éolien. ET DIBt est utilisée pour évaluer les structures en fonction des conditions de vent spécifiques.

Caractéristiques	E175 EP5 TES 6 MW ²	E160 EP5 E3 TES 5,56 MW ²	E138 EP3 E3 TES 4,26 MW ²
Surface balayée	23 840,5 m²	20 106 m²	15 011 m²
Matériau	Fibres de verre – résine époxy/polyester – carbone plastique renforcé de fibres		
Transformateur			
Tension délivrée génératrice	750 V	690 V	750 V
Fréquence	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Puissance du transformateur	7100 kVA	6 200 kVA	5 100 kVA
Localisation du transformateur	Nacelle	Nacelle	Nacelle
Appareil de levage			
Localisation de l'appareil de levage	Tour	Tour	Tour
Tension	400 V, 50 Hz	400 V, 50 Hz	400 V, 50 Hz
Dimensions	962 mm de profondeur x 950 mm de largeur x 2790 mm de hauteur		
Vitesses caractéristiques (mesurées à hauteur du moyeu)			
Vitesses de rotation	4,6 à 11,5 tr/min	4,4 à 9,6 tr/min	4,4 à 11,1 tr/min
Vitesse de démarrage	2,5 m/s	2,5 m/s (9,0 km/h)	2m/s
Vitesse à puissance nominale	12,5 m/s	13,5 m/s (48,6 km/h)	113 m/s
Vitesse de décrochage	25,0 m/s	25,0 m/s (90 km/h)	28 m/s
Poids (hors fondation)			
Poids approximatif de l'éolienne	env. 680 t	env.703 T	Env. 593 t
Poids de la nacelle	83 t	80 T	75 T
Poids du mât	464,5 t	486,5 T	417,7 T
Poids du rotor	51,5 t	55,5 T	39,1
Poids des pales	81 t	81 T	61,5
Fondation			
Forme	circulaire	circulaire	circulaire
Volume (m³)	1700	747,5	1000
Dimensions horizontales (max.)	25,5 m	23 m	22,5 m
Dimensions verticales (max.)	2,9 m (hors éventuels pieux)	2,8 m (hors éventuels pieux)	2,6 m (hors éventuels pieux)
Durée de vie	Min. 25 ans	min. 20 ans	Min. 25 ans

Tableau 4 : Caractéristiques techniques des modèles considérés dans le screening (source : Nordex, 2024).

Caractéristiques	Nordex N175 6X TES ²	Nordex N149/5.X TES ²	Nordex N163/6.X SET 7,0 MW ²
Caractéristiques générales			
Puissance nominale	6 800 kW	5 000 kW	6 000 kW
Hauteur totale	249,5	238,6	245,5 m
Classe de vent ⁴	IECS DIBt S	IECS DIBt S	IECS DIBt S
Concept de l'installation	Tripale à axe horizontal, avec multiplicateur, vitesse de rotation variable, ajustage individuel des pales, rotation lente dans le sens des aiguilles d'une montre		
Tour			
Hauteur	162,0 m	164,0 m	164,0 m
Matériau	Mât hybride (béton et acier)		
Couleur	Gris clair (RAL 9002, RAL 9010 ou équivalent)		
Nombre de section	3	3	3
Nombre de plateforme de repos	n.d.	n.d.	18
Distance entre les plateformes	n.d.	n.d.	9 m
Rotor			
Diamètre	175	149,8	163,0 m
Longueur de pale	85,7 m	72,4 m	79,7 m
Surface balayée	24 053 m²	17 460 m²	20 867 m²
Matériau	Fibres de verre – résine époxy/polyester – carbone plastique renforcé de fibres		
Transformateur			
Tension délivrée génératrice	950 V	750 V	950 V
Fréquence	50/60Hz	50/60Hz	50/60Hz
Puissance du transformateur	7 800 kVA	6 350 kVA	7 800 kVA
Localisation du transformateur	Nacelle	Nacelle	Nacelle
Appareil de levage			
Localisation de l'appareil de levage	Tour	Tour	Tour
Tension	400 V, 50 Hz	400 V, 50 Hz	400 V, 50 Hz
Dimensions	1075 mm de profondeur x 800 mm de largeur x 2700 mm de hauteur		

Caractéristiques	Nordex N175 6X TES ²	Nordex N149/5.X TES ²	Nordex N163/6.X SET 7,0 MW ²
Vitesses caractéristiques (mesurées à hauteur du moyeu)			
Vitesses de rotation	5,31 à 10,85 tr/min	6,2 à 12,2 tr/min	6,0 à 11,6 tr/min
Vitesse de démarrage	3 m/s	3 m/s	3 m/s (10,8 km/h)
Vitesse à puissance nominale	11,5 m/s	13 m/s	13,5 m/s (48,6 km/h)
Vitesse de décrochage	20 m/s	26 m/s	26 m/s (93,6 km/h)
Poids (hors fondation)			
Poids approximatif de l'éolienne	n.d.	989,75 t	n.d.
Poids de la nacelle	154,6 t	149,5 t	162,19 t
Poids du mât	n.d.	720 t	n.d.
Poids du rotor	73,06 t	120,25 t	56,1 t
Poids des pales	87 t	61,1 t	81 t
Fondation			
Forme	circulaire	circulaire	circulaire
Volume (m ³)	n.d.	n.d.	n.d.
Dimensions horizontales (max.)	n.d.	35 m	n.d.
Dimensions verticales (max.)	n.d.	3,5 (hors éventuels pieux)	n.d.
Durée de vie	min. 25 ans	min. 20 ans	min. 25 ans

2.2.2 Accès et aménagements

L'accès au site pour l'acheminement des pièces en vue du montage des éoliennes se fera a priori par la CR332-D, passant à l'est des éoliennes WEA1, WEA2 et WEA3, et à l'ouest de l'éolienne WEA4.

L'itinéraire en phase de construction pour les convois exceptionnels transportant les différents éléments des éoliennes sur le site seront précisés dans les phases ultérieures du projet.

L'accès définitif aux éoliennes nécessitera la création de nouveaux chemins en domaine privé, sur les parcelles agricoles déjà concernées par les fondations des éoliennes.

Une surface empierrée d'environ 22 ares (50 m x 45 m) est aménagée au pied de l'éolienne pour offrir aux grues une surface d'appui propre, plane et suffisamment résistante. Le long de cette plateforme est aménagé un chemin d'environ 4 m de large pour permettre aux engins de manœuvrer. Le sol agricole en place est remplacé sur une profondeur d'environ 35 à 50 cm par un empierrement 0/32 mm posé sur un géotextile ou à l'aide de plaque d'acier. L'exigence fixée par les constructeurs en matière de pression superficielle est de 90 MPa.

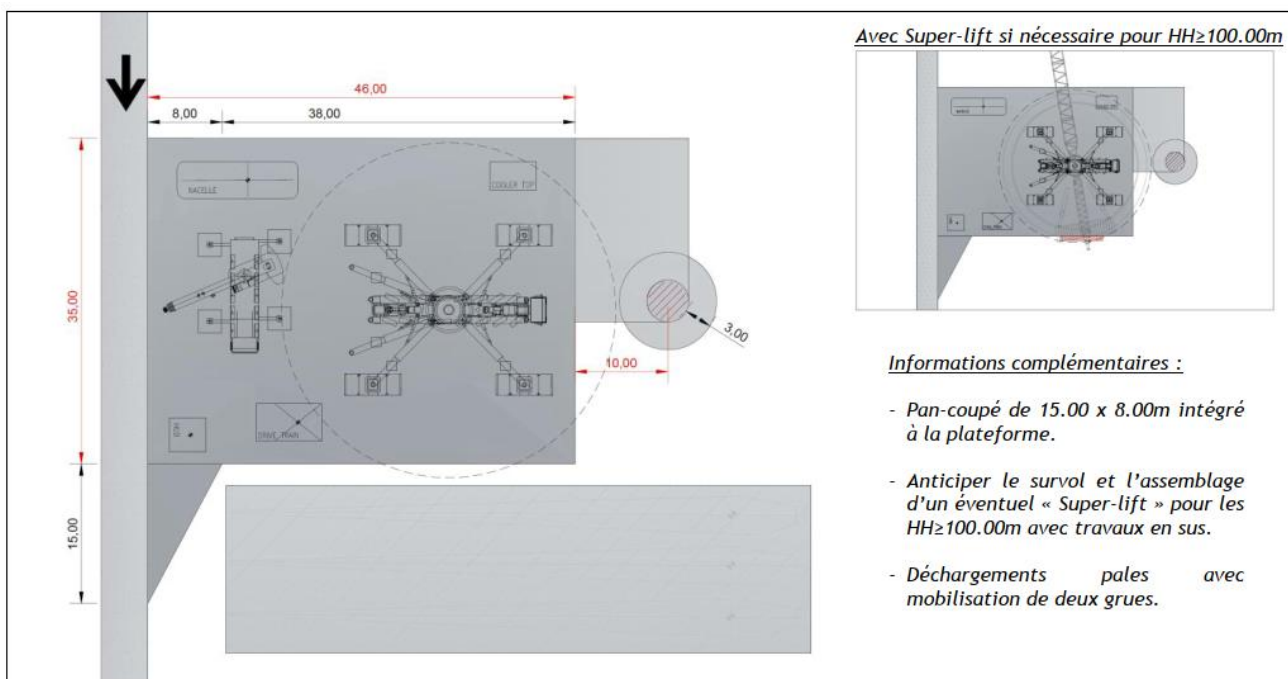


Figure 1 : Schéma de principe d'une aire de montage pour les modèles Vestas (source : constructeur Vestas, 2020).

La pente de l'aire de grutage ne peut pas être supérieure à 1 %. Ainsi, si des pentes supérieures sont observées au niveau de ces aires, des talus devront être créés temporairement.

Les aires de grutage et de pré-montage sont temporaires et laissées en place pendant la durée du chantier du parc. Ainsi, elles sont rendues à l'agriculture (ou autre activité) à la fin des travaux.

Au stade actuel, il est estimé que l'emprise au sol du projet est d'environ 4,2 ares pour la fondation de l'éolienne (permanent) et de 1,54 ha pour l'aire de montage (temporaire), sans tenir compte du chemin à créer qui seront définis ultérieurement.

2.2.3 Raccordements électriques

La production électrique des quatre éoliennes sera acheminée via des lignes de câbles souterrains de haute capacité. Chaque éolienne sera reliée à la cabine de tête, située à proximité de l'éolienne WEA2, à travers des conducteurs en aluminium de différentes sections.

Les éoliennes WEA1 et WEA2 seront connectées à la cabine de tête avec des câbles 1x3x400 mm² en aluminium, tandis que les éoliennes WEA3 et WEA4 utiliseront également des câbles 1x3x400 mm² entre WEA3 et la cabine de tête, et 1x3x630 mm² pour la liaison entre WEA4 et la cabine de tête.

Concernant le raccordement externe, la cabine de tête sera reliée au poste CREOS de Lentzweiler par deux câbles 3x630 mm² en aluminium.

De plus, une fibre optique sera installée dans chaque tranchée pour permettre la communication et la supervision du réseau. Ce raccordement assurera une transmission efficace de l'énergie produite par les éoliennes jusqu'au réseau de distribution.

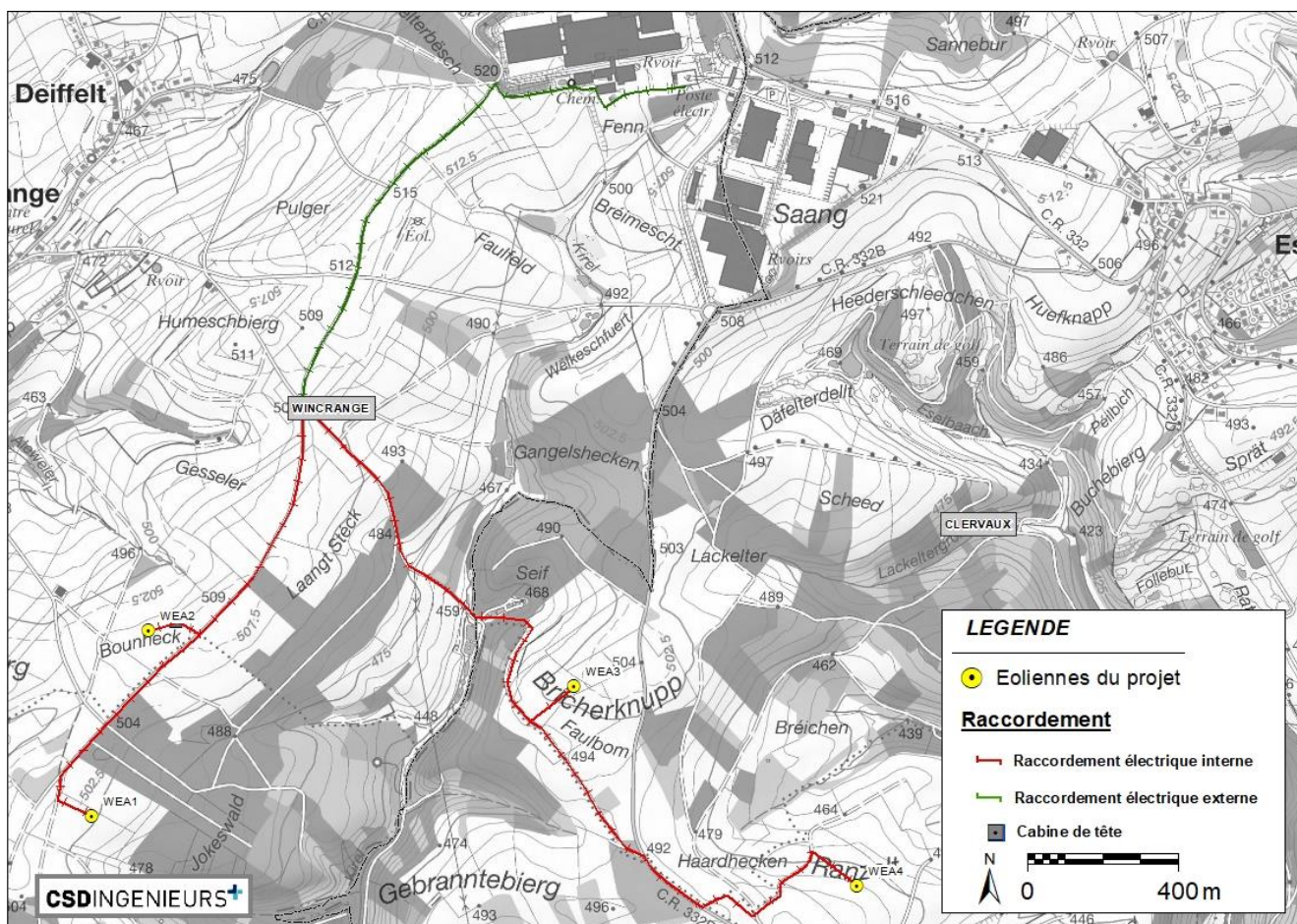


Figure 2 : Tracé du raccordement à la cabine de tête électrique.

2.2.4 Planning du projet

Concernant les échéances du projet, une estimation des différentes étapes est fournie ci-après :

- **Mi-Mai 2025** : introduction du screening
- **Mi-2026** : dépôt des demandes d'autorisation commodo, protection de la nature et permis de construire
dépôt de l'évaluation des incidences sur l'environnement
- **Mi-2027** : obtention des autorisations / Planification des travaux
- **Mi- 2028** : Construction des éoliennes et raccordement
- **Fin 2028** : Mise en exploitation des éoliennes

Dans le cas où le MECE requière la réalisation d'une évaluation des incidences sur l'environnement, la mise en exploitation estimée des éoliennes sera postposée à fin 2029.

2.2.5 Démantèlement

La dernière génération d'éoliennes est prévue pour atteindre une durée de vie comprise entre 20 et 30 ans. Une fois cette période écoulée, le demandeur a la possibilité d'introduire une demande de cessation d'activité auprès de l'Administration de l'environnement. En effet, le démantèlement de l'éolienne relève de la loi modifiée du 10 juin 1999 relative aux établissements classés, qui définit à l'article 13.8, point 7 que « *Toute cessation d'activité doit être déclarée à l'autorité qui a délivré l'autorisation et qui fixera les conditions pour assurer la décontamination,*

la démolition des immeubles, l'assainissement du sous-sol et la remise en état du site ». Ainsi, lors de l'arrêt définitif de l'exploitation, le demandeur aura l'obligation de remettre en état le site. Les conditions de cette remise en état seront spécifiées dans l'arrêté ministériel autorisant les travaux de démantèlement.

Ainsi, lors de l'arrêt définitif de l'exploitation, le demandeur aura l'obligation de remettre en état le site et de permettre à nouveau son usage agricole, ce qui implique :

- le démontage complet des éoliennes et de la cabine de tête ;
- le retrait des fondations du sol ;
- le retrait et la remise en état des chemins d'accès construits sur des parcelles privées et l'enlèvement des câbles électriques posés dans les parcelles agricoles.

A noter qu'aujourd'hui, les parties d'une éolienne peuvent être réutilisées/valorisées/recyclées à concurrence d'environ 85% - 90% de sa masse totale dans les filières existantes. En effet :

- les installations techniques de l'éolienne présentes dans la nacelle et dans la tour peuvent être réutilisées tels quels ou comme pièces détachées pour d'autres parcs éoliens ;
- Les parties métalliques sont généralement recyclées auprès d'un ferrailleur ;
- Les éléments en béton sont concassés et peuvent être réutilisés comme matériaux de sous-fondation.
- Seules les pales, composées de fibre de verre et/ou de résine epoxy, sont actuellement difficilement recyclables. Toutefois, des recherches existantes tant au niveau de la valorisation / recyclage des pales d'anciens parcs que sur la durabilité des pales de futurs parcs éoliens.

2.3 Participation du projet à l'atteinte des objectifs en énergies renouvelables fixés par le Grand-Duché de Luxembourg

Sous le règlement (UE) 2018/2001, les pays membres de l'Union européenne se sont engagés vis-à-vis de la Commission européenne de mettre en pratique les mesures décrites dans leur National Renewable Action Plans (NREAPs) afin de pouvoir réaliser les objectifs 2030 en énergies renouvelables, économies d'énergie et réduction de gaz à effet de serre (GHG).

En 2020, le Grand-Duché avait fixé un objectif de 11% d'énergies renouvelables dans sa consommation finale d'énergie, atteignant finalement 11,7% grâce à des développements nationaux significatifs. Afin d'atteindre l'objectif de 37% au niveau de l'UE d'ici 2030, le Grand-Duché de Luxembourg s'est fixé un objectif de contribution nationale de 25% d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie (coopération incluse) en 2030. La part d'énergies renouvelables dans la production d'électricité à cette date devra être de 60%, dont environ un tiers (312 GWh) assurés par le secteur éolien.

Le projet éolien proposé s'inscrit dans cet effort et permettrait au Grand-Duché de franchir un pas supplémentaire dans la réalisation de cet objectif ambitieux fixé à l'horizon 2030.

La production du projet a été effectuée et est estimée à approximativement 15 GWh par an par éolienne (production brute).

La production électrique ainsi obtenue ne devant pas être produite par d'autres moyens de production 'classiques', il en résulte un impact positif en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de consommation de ressources naturelles (combustibles) non renouvelables.

2.4 Périmètres d'influence du projet

Trois types de périmètres d'étude sont définis dans le cadre de l'étude pour l'analyse de la situation existante et des incidences du projet sur l'environnement. Ils sont décrits ci-dessous.

- Le **périmètre d'étude I** englobe l'emprise du projet et les surfaces qui seront directement touchées par le projet. Il reprend donc l'emprise du chantier au niveau des aires de travaux pour la construction de l'éolienne, pour l'accès du convoi au site et également pour le raccordement entre l'éolienne et la cabine de tête, et de la cabine de tête au poste de raccordement.

Les deux autres périmètres regroupent les surfaces au sein desquelles les impacts du projet sur l'environnement peuvent avoir une influence notable. Ces périmètres se définissent en fonction des différents domaines de l'environnement étudiés, comme expliqué et précisé dans le tableau suivant. Au-delà de ces périmètres, l'influence du projet sur le domaine environnemental est considérée comme étant non significative. Les périmètres d'influence sont définis indépendamment des limites administratives (frontières communale, nationale, etc.).

- Le **périmètre d'étude II** englobe les zones potentiellement influencées par les émissions sonores et d'ombre portée de l'éolienne.
- Le **périmètre d'étude III** reprend la zone d'influence potentielle du projet sur l'avifaune et la chiroptérofaune (rayon de 10 km autour du projet). Il s'étend jusqu'à 10 km pour déterminer également l'impact sur le paysage. La distance de visibilité maximale varie en fonction des conditions topographiques et météorologiques ; une éolienne de 246 m de hauteur peut être visible jusqu'à des distances lointaines (parfois plus de 25 km) par vue dégagée et ciel clair. Cependant, au-delà d'une distance de 5-10 km et au vu du relief local, l'impact visuel de l'éolienne sera réduit et elle participera passivement à la lecture du paysage. Ce périmètre est donc fixé à 10 km.

Tableau 5 : Périmètres d'étude et domaines environnementaux associés.

Périmètre d'étude	Domaine environnemental
Périmètre I	Habitats biologiques Autres infrastructures et réseau routier (étude de risques) Sol/sous-sol
Périmètre II	Émissions sonores Effets d'ombre portée
Périmètre III	Avifaune Chiroptérofaune Paysage Patrimoine

Les autres effets possibles du projet éolien sur l'environnement seront abordés dans les études ultérieures, avec une appréciation de leur importance.

3 Contexte administratif

3.1 Informations cadastrales

La localisation du projet par rapport au cadastre est reprise au tableau suivant :

Tableau 6 : Localisation du projet éolien par rapport au cadastre

Numéro de l'éolienne	Commune/Section	Parcelles cadastrales de l'éolienne	Parcelles cadastrales concernées par le surplomb
WEA 1	Wincrange / C Lullange	806/2400	806/1540 ; 806/1011 ; 806/2399 ; 806/1541 ; 806/1542
WEA 2	Wincrange / D Doen- nange et Deiffelt	566/0	557/1091 ; 559/0 ; 559/1276 ; 559/1277
WEA 3	Clervaux / B Eselborn	1058/2431	1067/2809 ; 1067/2809 ; 1067/2810 ; 1068/3566 ; 1057/2802 ; 1057/3557 ; 1057/2860
WEA 4	Clervaux / F Mecher	534/2253	506/1318 ; 534/1342 ; 533/2378 ; 531/2360 ; 537/2389 ; 537/2317 ; 536/2254 ; 534/2252 ; 534/2251 ; 506/2247

La localisation des différentes éoliennes, et leur surplomb (le surplomb est représenté par un cercle bleu), par rapport au cadastre est illustrée aux figures suivantes.

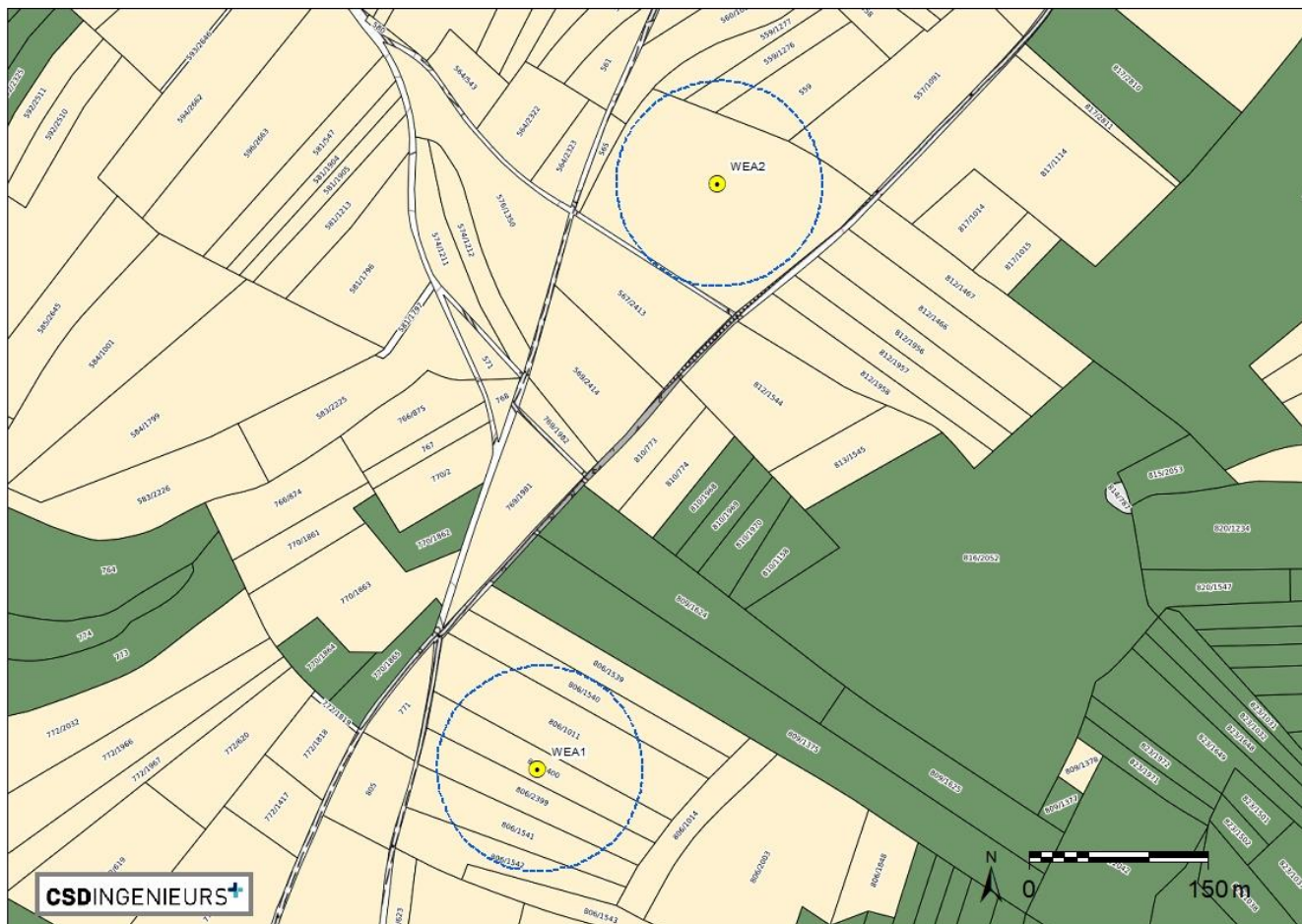


Figure 3 : Parcelles cadastrales concernées par WEA1 et WEA2

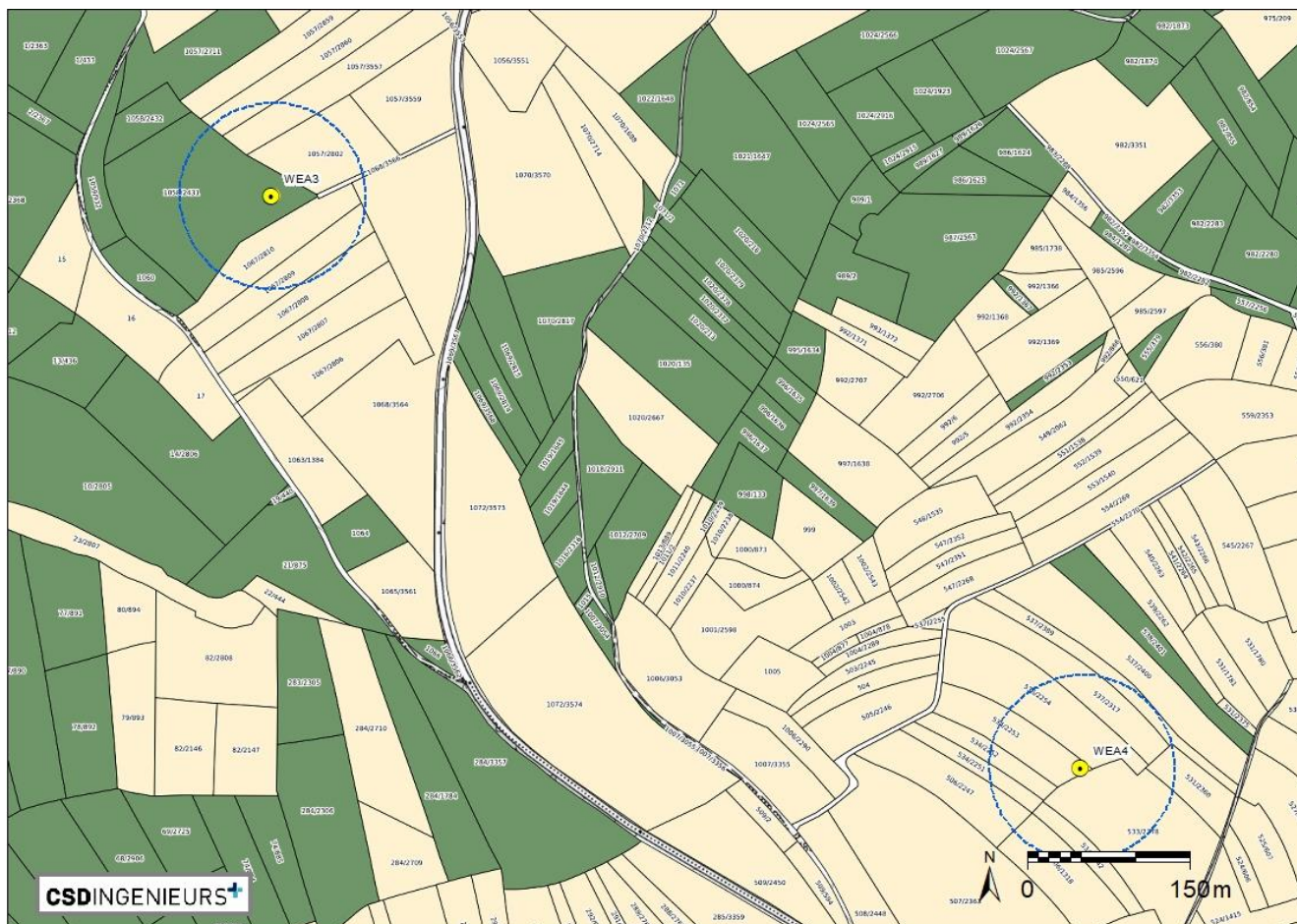


Figure 4 : Parcelles cadastrales concernées par WEA3 et WEA4

3.2 Situation au PAG/PAP

L'éolienne ainsi que les installations annexes (cabine électrique, raccordement) sont localisées en zone agricole au PAG.

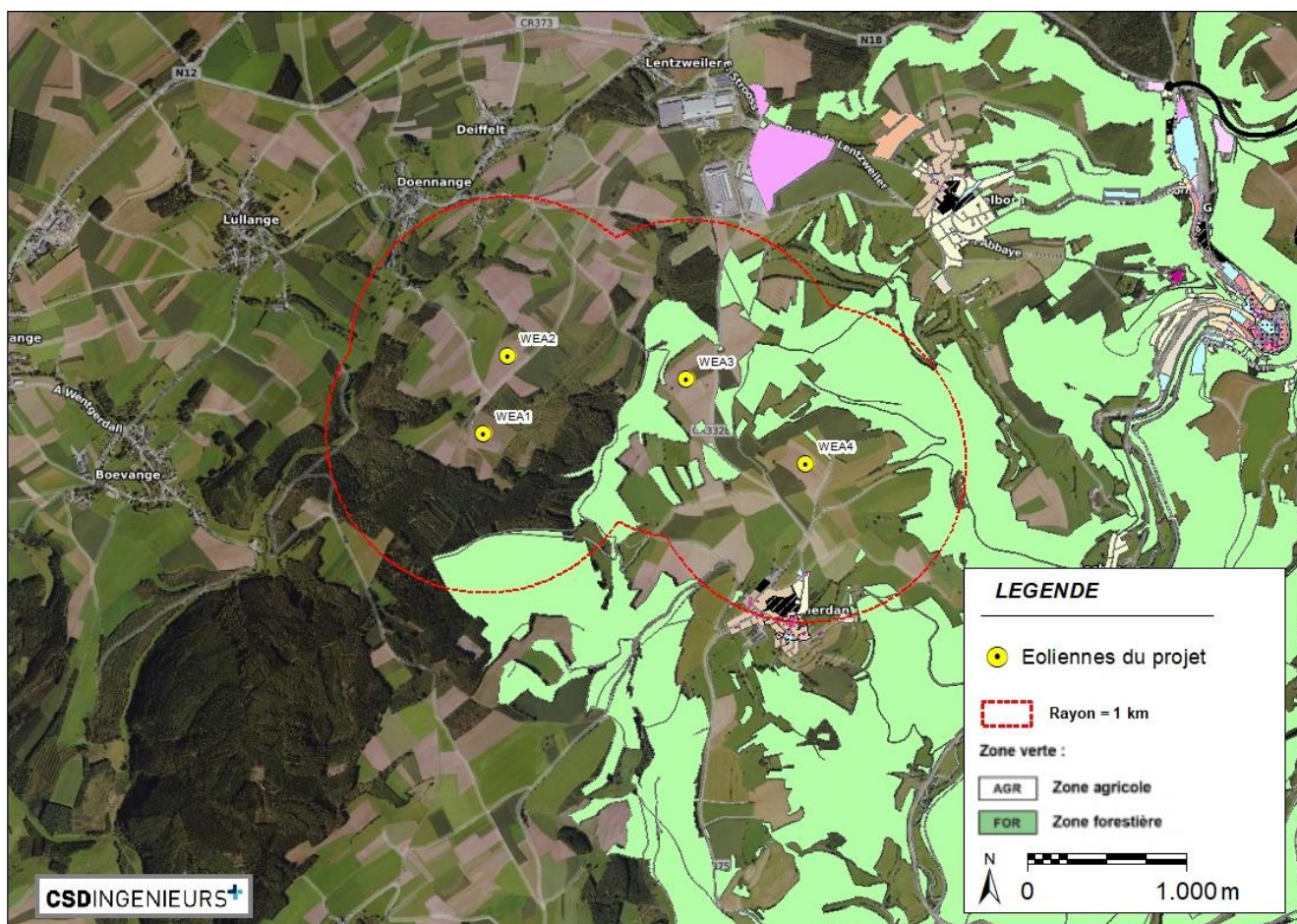


Figure 5 : Implantation du projet selon le PAG

Il est à noter que le PAG de la commune de Wincrange n'est pas disponible au niveau de géoportail.lu. Le PAG fourni par la commune est disponible en Annexe F.

3.3 Affectations des parcelles adjacentes au terrain

L'environnement proche du projet comprend essentiellement des terrains agricoles et des forêts composées majoritairement de plantations de conifères et partiellement de feuillus indigènes et de forêts mixtes.

3.4 Cumul avec d'autres projets à proximité

Le présent projet est susceptible d'engendrer un impact cumulatif sur l'environnement, notamment en termes d'impacts acoustique, d'ombre portée et/ou sur le paysage, avec dans un rayon de 3,5 km autour des éoliennes projetées :

- Les 5 éoliennes existantes du Stockem-Lentzweiler à environ 1,3 km au nord du projet ;

Les impacts cumulatifs avec ces parcs seront évalués dans les études ultérieures.

3.5 Effets transfrontaliers

Le projet est situé à environ 6 km à l'est de la frontière belge et à environ 9,5 km à l'ouest de la frontière allemande. Les effets transfrontaliers du projet sur le territoire belge et allemand concernent principalement la visibilité et les

impacts paysagers. L'auteur de l'étude vérifiera toutefois également les autres éventuels impacts du projet sur les territoires voisins (acoustique, ombre portée, milieu naturel).

3.6 Informations concernant le CASIPO

Un extrait du CASIPO (Cadastre des Sites potentiellement Contaminés) est repris en annexe. Le CASIPO reprend l'inventaire des surfaces où, sur base des activités historiques ou actuelles, une contamination du sol et/ou des eaux souterraines est possible. Le fait qu'un site soit inscrit au cadastre n'induit pas nécessairement que le terrain est effectivement contaminé et inversement, et un site qui n'est pas répertorié au CASIPO ne garantit pas l'absence de contamination sur le site.

- Voir ANNEXE C : Cadastre des sites potentiellement contaminés (CASIPO)

Le terrain étudié n'est pas repris au CASIPO.

3.7 Autorisations

Les parcelles visées par les éoliennes ne sont pas concernées par une autorisation d'exploitation en cours.

L'implantation d'une éolienne sur le territoire grand-ducal requière l'obtention de plusieurs autorisations.

Une demande d'autorisation d'exploitation (« autorisation commodo ») devra être introduite auprès de l'Administration de l'environnement dans le cadre de la loi du 11 juin 1999 relative aux établissements classés.

Une demande d'autorisation « protection de la nature » conformément à la loi modifiée du 18 juin 2018 concernant la protection de la nature et des ressources naturelles devra également être introduite auprès de l'ANF en parallèle.

Enfin, le présent projet devra faire l'objet d'une demande de permis de construire auprès des communes de Wincrange et Clervaux.

Le projet est également concerné par une demande d'autorisation conformément à la loi cadre relative à l'eau (loi modifiée du 19 décembre 2008 relative à l'eau) en raison de la présence d'un transformateur dans l'éolienne. A noter que, dans le cas des établissements classés de classe 1 comme les éoliennes du présent projet, la demande d'autorisation « commodo » auprès de l'AEV vaut demande d'autorisation auprès de l'Administration de la Gestion de l'eau (AGE).

3.8 Etudes d'incidences sur l'environnement antérieures

Le site n'a pas fait l'objet d'études d'incidences sur l'environnement par le passé.

4 Contexte environnemental naturel

4.1 Géologie et topographie

Les terrains visés pour les éoliennes se trouvent à des altitudes variantes entre environ 480 m (WEA4) et environ 500 m (WEA1, WEA2, WEA 3).

Aux alentours des terrains, la succession des couches géologiques susceptibles d'être rencontrées est reprise au tableau suivant (source : carte géologique du Luxembourg au 1/25.000, version harmonisée).

- Voir ANNEXE A : carte n°2a : Carte géologique
- Voir ANNEXE A : carte n°2b : Coupe géologique

Tableau 7 : Stratigraphie aux alentours du terrain

Ère / Période	Étage	Lithologie	Aquifère	Eoliennes
Paléozoïque - dévonien inférieur	Emsien	E1b – Quartzophyllades de Schuttbourg <i>Grès quartzeux et quartzophyllades</i>	Absence d' aquifères	WEA4
		E1a – Schiste de Stolzembourg <i>Schiste bien stratifié avec de rares bancs de grès quartzeux et quartzophyllades</i>		WEA1 WEA2 WEA3
	Praguien	Sg3 – Siegenien supérieur en général <i>Schiste compact, grossier, mal stratifié, avec de rares bancs de grès argileux</i>		WEA1- WEA4

4.2 Hydrogéologie

Au vu de la lithologie rencontrée au droit du site (grès quartzeux et de schistes), aucune nappe superficielle n'est attendue. Les schistes de Stolzembourg (E1a) et les formations du Siegenien supérieur (Sg3) présentent une stratification variable avec des bancs de grès argileux ou quartzeux, pouvant localement influencer la circulation de l'eau. Les terrains rencontrés sont toutefois relativement imperméables.

L'éolienne n'est pas inventoriée dans une zone de protection d'eau potable (ZPS) référencée par le Géoportail national du Grand-Duché de Luxembourg.

Les éoliennes projetées se situent dans l'environnement immédiat (<1 km) d'un réservoir d'eau potable.

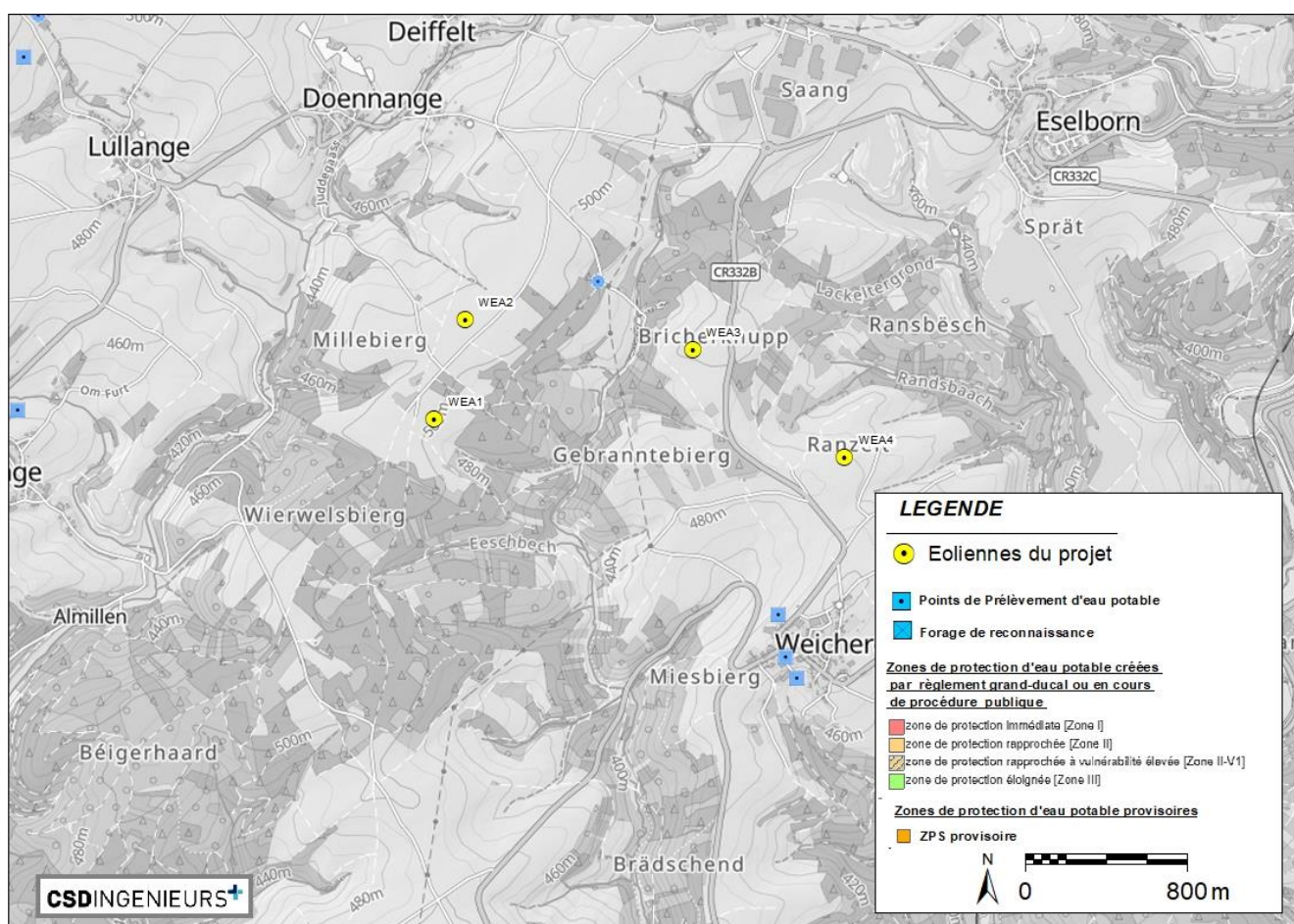


Figure 6 : Localisation du projet par rapport aux sources et forages hydrogéologiques – ZPS (Géoportail, 2025)

4.3 Hydrologie

Pour caractériser la situation actuelle au niveau des eaux de surface, l'auteur d'étude a principalement consulté le Géoportail national du Grand-Duché de Luxembourg.

Ainsi, le site du projet se trouve dans le bassin versant de Wiltz. En outre, le Géoportail national du Grand-Duché de Luxembourg indique que, bien que le cours d'eau du Kirelbach passe à l'ouest des éoliennes WEA1 et WEA2, et que celui du Kirel passe entre les quatre éoliennes projetées (à l'est des éoliennes WEA1 et WEA2 et à l'ouest des éoliennes WEA3 et WEA4).

Le site ne se situe pas en zone à risque d'inondation (cartes des zones inondables 2021) et n'est pas exposé aux risques de crues subites (carte des dangers de forte pluie).

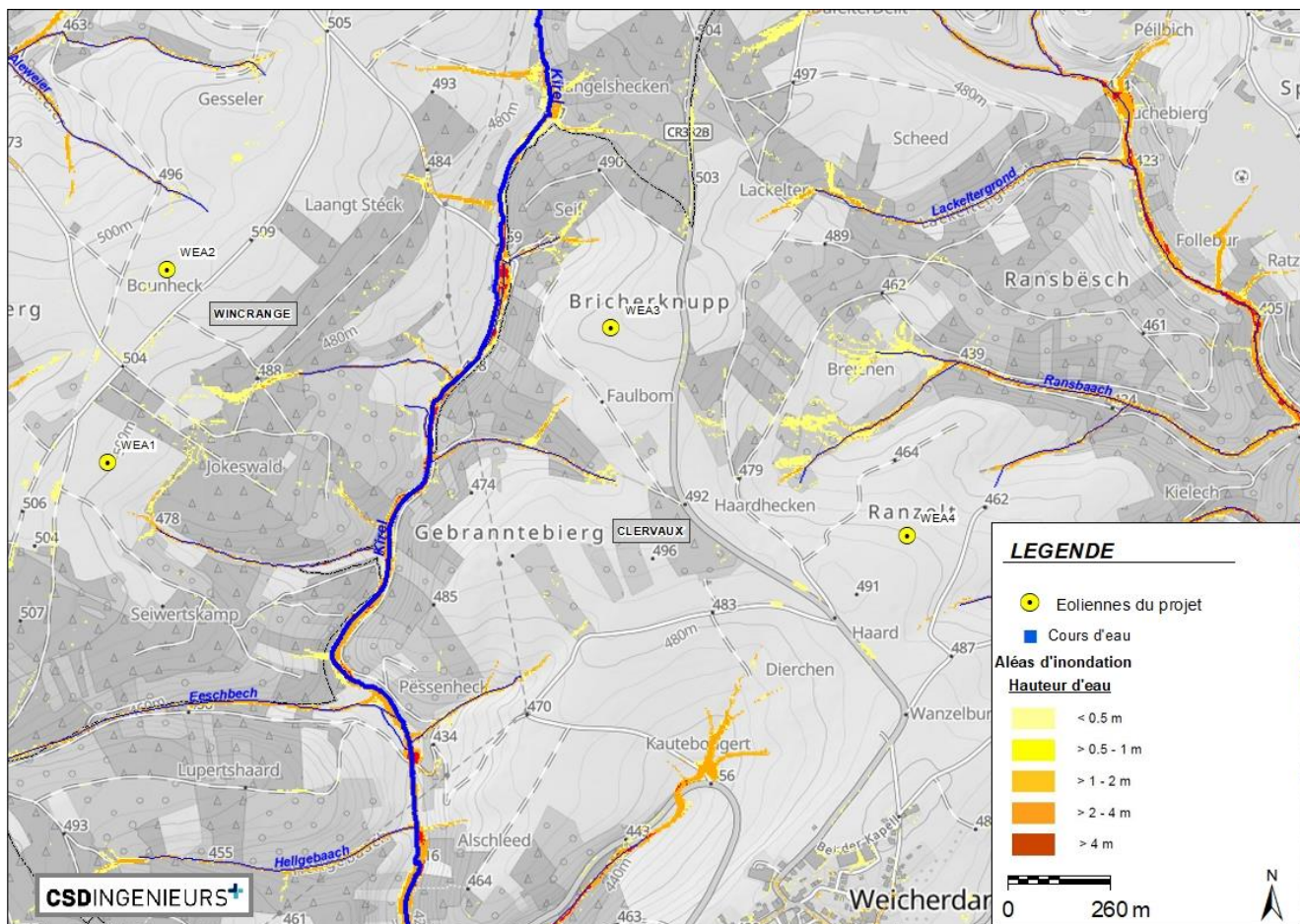


Figure 7 : Localisation du projet par rapport aux zones de fortes de pluies et aux zones inondables (Géoportail.lu, 2025)

La réalisation des aménagements (chemin, aire de montage, raccordement électrique) ne nécessite pas de traversée de cours d'eau ou la construction/modification d'ouvrages de franchissement. Au stade du projet, il n'est pas attendu que l'accès aux zones de chantier nécessite la traversée de cours d'eau.

4.4 Pédologie locale

La carte pédologique détaillée du Luxembourg à l'échelle 1/100.000 (1969) permet de mettre en évidence les sols suivants au droit du site :

- WEA1, WEA2 et WEA4 : sols limono-caillouteux à charge schisto-phylleuse, non gleyifiés, à horizon B structural
- WEA3 : sols limono-caillouteux à charge schisto-phylleuse altérés, non gleyifiés, à horizon B structural.

Il ressort de l'analyse des données que les possibilités d'infiltration des eaux pluviales seront modérées à limitées, en raison de la nature du sol limono-caillouteux à charge schisto-phylleuse, dont la perméabilité peut être entravée par la présence de limons.

4.5 Contamination du sol et gestion des déchets

Des travaux d'excavation sont prévus dans le cadre des travaux d'aménagement temporaires et permanents du site. Etant donné l'usage actuelle (terres agricoles), aucune contamination des sols et des eaux souterraines n'est attendue.

Si, dans le cadre du projet d'aménagement, des matériaux contaminés devaient être excavés, ceux-ci ne peuvent pas être réutilisés sur site sans autorisation préalable de l'Administration de l'environnement et doivent être éliminés en respectant les conditions de la loi du 21 mars 2012 relative à la gestion des déchets.

Au cas où le degré de pollution des sols, remblais, matrices solides et/ou substances bâties extraits dépasse les critères d'admission pour les décharges luxembourgeoises pour déchets inertes (déchets inertes de type A ou B), une élimination à l'étranger vers une filière adéquate sera nécessaire. Les procédures administratives relatives au transport de déchets dangereux sont également applicables.

Dans le cas où le volume des terres contaminées dépasse 300 m³, une demande d'autorisation commodo devra être demandée à l'Administration de l'environnement préalablement au démarrage du chantier, conformément à la législation susmentionnée.

Concernant les déchets qui pourraient être générés en phase d'exploitation, la production de déchets est relativement limitée. En effet, elle se limite aux déchets produits à la consommation d'huiles d'entretien des installations techniques.

4.6 Mesures de stabilité

Aucune étude géotechnique n'a été réalisée à ce stade. Une telle étude sera effectuée au plus tard avant la construction des éoliennes afin de vérifier si les fondations standard fournies par le constructeur sont suffisantes pour assurer la stabilité de cette dernière. Dans le cas contraire, des dispositions complémentaires seront effectuées pour en assurer la stabilité (radier supplémentaire...).

De prime abord, au vu de la description géologique et hydrogéologique ci-avant, il n'est pas attendu de risques inhabituels ou de conditions difficiles dans le cadre de la construction de fondations conventionnelles.

Le Grand-Duché de Luxembourg est un pays caractérisé par une faible activité sismique générale.

4.7 Milieu biologique

4.7.1 Méthodologie et périmètre d'étude

Les effets d'un projet éolien sur le milieu biologique concernent avant tout une éventuelle altération d'habitats naturels lors des travaux de construction et la perturbation de la faune, et plus particulièrement de l'avifaune et de la chiroptérofaune, en phase d'exploitation.

En ce qui concerne la flore, la description de la situation existante se base sur un inventaire des habitats naturels présents dans un rayon de 500 m de l'éolienne projetée ainsi que le long des chemins d'accès à aménager et du tracé du raccordement électrique souterrain. Les habitats, biotopes et occupations du sol sont identifiés selon le tableau fourni pour l'évaluation du bilan des écopoints. La qualité du réseau écologique est évaluée à l'échelle du site éolien d'après des critères liés à la taille, la position, le rapport périmètre/surface et la fragmentation de chaque habitat ainsi qu'à l'existence d'une connectivité étroite entre chaque type d'habitat recensé.

À une échelle plus large, la localisation du site éolien par rapport aux grands massifs forestiers et par rapport aux zones humides et plans d'eau importants est mise en évidence. Afin d'évaluer la qualité globale de la région dans laquelle est localisé le projet, ces informations sont complétées par un inventaire des zones d'intérêt biologique bénéficiant ou non d'un statut de protection dans un rayon de 10 km. Ces zones comprennent :

- Les Zones Protégées d'intérêt National (ZPIN) : déclarées, à déclarer ou en procédure réglementaire. Ces zones peuvent être de type : pelouses sèches (PS), réserves domaniales (RD), réserves forestières (RF), réserves forestières intégrales (RFI) et zones humides (ZH) ;
- Les Zones Protégées Communautaires (ZPC) : sites Natura 2000 bénéficiant d'un statut de protection international. Ces zones peuvent être des zones de protection spéciale (ZPS) désignées par la directive « Oiseaux » n° 2009/147/CE ou des zones spéciales de conservation (ZSC) désignées par la directive « Habitats, Faune, Flore » n°92/43/CEE ;
- Les autres zones : sites Ramsar (traité international de protection des zones humides), zones d'intérêt dans les pays limitrophes, etc.

Le nombre de ces sites ainsi que leur distribution, leur qualité et leur superficie donnent une bonne indication sur l'état de conservation de la biodiversité régionale et permettent d'identifier d'éventuels noyaux de grand intérêt biologique.

Concernant la faune, les espèces présentes sur le site ou susceptibles de le fréquenter seront identifiées sur base de plusieurs relevés de terrain et d'autres sources d'informations disponibles. Une attention particulière sera accordée aux oiseaux et aux chauves-souris, taxons principalement concernés par un projet éolien. L'analyse des incidences du projet s'appuie d'une part sur la bibliographie disponible sur l'impact des éoliennes sur la faune volante et, d'autre part, sur l'expérience de l'auteur d'étude en matière de suivi de parcs éoliens existants.

Le symbole « * » est fréquemment utilisé dans le présent chapitre à la suite des noms d'espèces, de manière à indiquer leur statut de protection européen particulier. Il s'agit :

- Des oiseaux repris à l'annexe 3 de la Loi modifiée du 18 juillet 2018 (Espèces Natura 2000 visées par les articles 4.1 et 4.2 de la directive 2009/147/CE présentes au Luxembourg) ;
- Des chauves-souris reprise à l'annexe 2 de la Loi modifiée du 18 juillet 2018 (Espèces Natura 2000 de l'annexe II de la directive 92/43/CEE pertinentes pour le Luxembourg). Il est toutefois à noter que toutes les chauves-souris sont en outre protégées par l'Annexe IV de la même directive.

4.7.2 Situation existante

4.7.2.1 Région naturelle et secteurs écologiques

Le projet se situe dans la partie nord de l'Oesling. Situé au nord du pays, l'Oesling couvre 32% du territoire, soit 828 km². Géomorphologiquement, cette région est un vaste plateau culminant à 400-500 m d'altitude, entaillé de profondes vallées. Les rivières principales de l'Oesling sont la Sûre, la Clerve et l'Our. Au niveau de la végétation, dans la partie sud de l'Oesling, les versants des vallées sont couverts de forêts feuillues et résineuses, tandis que les plateaux sont occupés par l'agriculture (prairies et cultures variées). Cette alternance entre zones ouvertes et forêts donne à cette région un paysage particulier, très riche en biodiversité.

Au niveau du secteur écologique, le projet se situe dans le Noerdliches Hochoesling, situé au nord du pays.

4.7.2.2 Sites d'intérêt biologique

Sites Natura 2000 (périmètre d'étude de 10 km)

Les sites Natura 2000 présents à moins de 10 km du site éolien sont au nombre de 16, dont 12 sur le territoire du Grand-Duché du Luxembourg, 3 sur le territoire de la Belgique et 1 sur le territoire de l'Allemagne.

► Voir ANNEXE A : carte n°3a : Sites d'intérêt biologique

Tableau 8 : Sites Natura 2000 présents dans la région du projet (source : Géoportail du Grand-Duché de Luxembourg, 2025 ; Géoportail de la Wallonie, 2025 et Géoportail de l'Allemagne, 2025).

Code	Nom du site	Directive	Superficie (ha)	Distance minimale au projet (km)
LU0001004	Weicherange – Breichen	Habitats	57,9	0 (WEA4)
LU0002013	Région du Kiischpelt	Oiseaux	6310,2	0,8
LU0002002	Vallée de la Tretterbaach et affluents de la frontière à Asselborn	Oiseaux	3148,6	2,8
LU0001003	Vallée de la Tretterbaach	Habitats	583,4	3,4
LU0001043	Troine/Hoffelt - Sporbaach	Habitats	100,2	4,7
LU0001006	Vallées de la Sûre, de la Wiltz, de la Clerve et du Lellgerbaach	Habitats	4488,8	4,9
LU0001002	Vallée de l'Our de Ouren a Wallendorf Pont	Habitats	5752,8	5,8
LU0002003	Vallée supérieure de l'Our et affluents	Oiseaux	4326,9	5,8
LU0001042	Hoffelt - Kaleburn	Habitats	92,2	6,1
BE34035	Bassin supérieur de la Wiltz	Habitats et oiseaux	286,4	7,6
BE34034	Sources du Ruisseau de Tavigny	Habitats et oiseaux	256,2	7,6
LU0001038	Troisvierges - Cornelysmillen	Habitats	493,6	7,9
LU0002001	Vallée de la Woltz et affluents de la source à Troisvierges	Oiseaux	1286,8	7,9
DE6003301	Oortal	Habitats	7238	8,9
LU0001005	Vallée supérieure de la Wiltz	Habitats	224,8	9,4
BE34024	Bassin inférieur de l'Ourthe orientale	Habitats et oiseaux	2384,1	9,8

Le site le plus proche du projet est situé au niveau même de l'emplacement de l'éolienne WEA4, mais aussi à proximité immédiate de l'éolienne WEA3. Il s'agit du site 'LU0001004' – « Weicherange – Breichen ». Ensuite, le deuxième site le plus proche est situé à 0,8 km au sud de l'éolienne WEA4. Il s'agit du site 'LU0002013' – « Région du Kiischpelt ». Ces sites sont décrits plus en détail ci-dessous, sur base des informations disponibles dans la base de données Natura 2000 du Grand-Duché du Luxembourg (https://environnement.public.lu/fr/natur/biodiversite/mesure_3_zones_especes_proteges/natura_2000.html).

LU0001004 « Weicherange - Breichen »

La zone est située sur le territoire de la commune de Clervaux et couvre le vallon du Randsbaach en forme d'amphithéâtre au relief marqué, à proximité de Weicherange. La majeure partie du site est occupée par les terres agricoles surtout exploitées en tant que labours (3/4 des surfaces agricoles). Les prairies sont exploitées de manière assez intensive, à l'exception de quelques prairies humides. La forêt occupe 1/3 du site et est constituée de plantations d'épicéas (1/2 des surfaces boisées) Les forêts feuillues et mélangées occupent l'autre moitié de la surface boisée.

La zone abrite quatre types d'habitats de l'annexe I, dont trois sont prioritaires. L'intérêt principal du site est la présence de restes de formations herbeuses à *Nardus*, riches en espèces, sur substrats siliceux des zones montagnardes (et des zones submontagnardes de l'Europe continentale) (6230*), abritant plusieurs espèces remarquables, ainsi que les prairies à *Molinia* sur sols calcaires, tourbeux ou argilo-limoneux (*Molinion caeruleae*) (6410). À noter également la présence de tourbières boisées (91D0*), ainsi que le grand potentiel pour la restauration de forêts alluviales à *Alnus glutinosa* et *Fraxinus excelsior* (*Alno-Padion*, *Alnion incanae*, *Salicion albae*) (91E0*). Un autre intérêt majeur du site est l'Arnica des montagnes *Arnica montana*. Citons également la présence de la Cigogne noire *Ciconia nigra* dans la zone.

LU0002013 « Région du Kiischpelt »

La zone s'étend sur 8 communes (Clervaux, Parc Hosingen, Wiltz, Kiischpelt, Goesdorf, Bourscheid, Erpeldange-sur-Sûre et Esch-sur-Sûre), le long de la vallée de la Sûre de Heiderscheid à Erpeldange, ainsi que des vallées des affluents, correspondant aux vallées de la Wiltz, de Wiltz à Goebelsmühle, de la Clerve de Mecher à Kautenbach, de la Schlinder, de l'Irbech, de la Lellgerbaach, et comprend les massifs forestiers entre autres autour de Wilwerwiltz, Kautenbach et Masseler. Le substrat géologique est entièrement formé par les roches du Dévonien inférieur. La zone est caractérisée par l'importance des surfaces boisées (env. 9/10e) où les forêts feuillues prédominent légèrement (environ 2/3 de la surface forestière) sur les forêts résineuses. La forêt feuillue est surtout constituée par des (anciens) taillis de chênes couvrant un peu moins que la moitié du site. Sur les pentes les plus abruptes et généralement d'exposition Nord à Est subsistent des forêts de ravin qui couvrent quelques dizaines d'hectares. Les surfaces agricoles ne couvrent que quelques pourcents de la zone et sont essentiellement exploitées en tant que prairies et pâturages ou représentent des landes.

La zone est particulièrement importante pour les espèces liées aux boisements lumineux (taillis de chênes, chablis, lisières...) ou futaies (hêtraies, forêt de ravin ou d'éboulis, forêts alluviales), ainsi que de la mosaïque forestière. Au niveau des espèces forestières, il y a lieu de mentionner, notamment au niveau des hêtraies, le Pic noir *Dryocopus martius** et au niveau des chênaies ou forêts alluviales, le Pic mar *Dendrocopos medius**. Le Pouillot siffleur *Phylloscopus sibilatrix** nécessite des boisements aux strates herbacées et arbustives dégagées et claires, dont notamment des forêts en pente. La Bondrée apivore *Pernis apivorus** nécessite la quiétude en période de reproduction et des habitats semi-ouverts, tels que chablis, clairières et boisements très clairs. De même, la Bécasse des bois *Scolopax rusticola** et la Tourterelle des bois *Streptopelia turtur** sont inféodées à des habitats similaires. D'autres espèces sont présentes au niveau des boisements lumineux à semi-ouverts, tels le Rougequeue à front blanc *Pheonicurus phoenicurus** ou la Pie-grièche écorcheur *Lanius collurio**. Une grande partie de la région du Kiischpelt bénéficie d'un certain isolement dû à l'absence de moyens d'accès. La tranquillité qui en résulte permet la nidification d'oiseaux particulièrement farouches et sensibles au dérangement anthropique. La Cigogne noire *Ciconia nigra** niche dans les parties les plus anciennes des forêts et est observée régulièrement à la recherche de nourriture dans la zone. La bonne qualité des eaux des rivières permet également la présence d'une population de Martins-pêcheurs *Alcedo atthis**. Une des espèces cible à rétablir est la Gêlinotte des bois *Tetrastes bonasia** (syn.: *Bonasa bonasia*). Elle nécessite une strate arbustive dense pour la nourriture et des possibilités de se cacher et de nicher. Les taillis de chênes, ainsi que les boisements naturels offrent ces deux aspects à l'espèce. Une espèce supplémentaire à restaurer, l'Engoulevent d'Europe *Caprimulgus europaeus** profitera également des mesures de gestion. Dans les quelques falaises, les rares espèces telles que le Grand-duc d'Europe *Bubo bubo** sont présentes. Dans les lisières niche également le Milan royal *Milvus milvus*. D'autres espèces, non visées par l'article 4 de la directive « Oiseaux » sont présents, dont la Bergeronnette des ruisseaux *Motacilla cinerea* et le Cincle plongeur *Cinclus cinclus*, ainsi que l'Autour des palombes *Accipiter gentilis*, le Grand Corbeau *Corvus corax* ou le Pipit des arbres *Anthus trivialis*. Une grande partie de la zone se chevauche avec les zones spéciales de conservation « LU0001008 - Vallée de la Sûre moyenne d'Esch /Sûre à Dirbach » et « LU0001006 - Vallées de la Sûre, de la Wiltz, de la Clerve et de la Lellgerbaach ».

La région du Kiischpelt abrite plusieurs habitats de l'annexe I de la directive « Habitats » dont plusieurs habitats prioritaires.

À mentionner notamment la forêt de ravin (9180*), les forêts alluviales (91E0), les prairies maigres de fauche (6510), les mégaphorbiaies (6430), les landes sèches (4030) ou encore des formations herbeuses à Nard (6230). À signaler également la présence de nombreux rochers exposés, abritant plusieurs espèces végétales remarquables : des roches siliceuses avec végétation pionnière (8230), des pentes rocheuses siliceuses avec végétation chasmophytique (8220) et des éboulis siliceux (8150). Les ruisseaux et rivières de la région du Kiischpelt sont particulièrement importants pour les animaux liés aux eaux courantes qui abritent également des espèces de poisson de l'annexe II tels que la Lamproie de Planer *Lampetra planeri** ou le Chabot commun *Cottus gobio**. Les forêts denses abritent également le Chat sauvage *Felis silvestris**.

Zones protégées d'intérêt national (ZPIN) (périmètre d'étude de 5 km)

Parmi les zones protégées d'intérêt national (ZPIN), on distingue au Grand-Duché de Luxembourg les ZPIN déclarées, les ZPIN à déclarer et les ZPIN en cours de procédure réglementaire. Ces deux dernières concernent des zones n'ayant pas encore de statut de protection légal.

Huit zones protégées d'intérêt national (ZPIN) sont situées à moins de 5 km du projet ; trois zones déclarées (ZH83, ZH12 et ZH10) et cinq zones à déclarer (n°114, 77, 31, 1 et 108). La plus proche est la zone déclarée ZH83 « Weicherdange Bricken », située entre les éoliennes WEA3 (à 170 m à l'est) et WEA4 (à 130 m au nord-ouest).

Tableau 9 : Zones protégées et sites d'intérêt biologique présents dans un rayon de 5 km autour du projet (source : Géoportail du Grand-Duché de Luxembourg, 2025).

Code	Nom du site	Type	Distance minimale au projet (km)
ZH83	Weicherdange Bricken	ZPIN déclarée	0,1 (WEA4)
114	Pëssenheck / Gréiwenheck / Kirel	ZPIN à déclarer	0,2 (WEA3)
77	Béigerhaard	ZPIN à déclarer	1,2
31	Heinerscheid / Drauffelt - Irbich / Gebranntebierg	ZPIN à déclarer	2,7
1	Am Dall / Kouprich / Weiler Weiher / Trëtterbaach	ZPIN à déclarer	3,1
ZH12	Ramescher	ZPIN déclarée	3,4
108	Vallée de la Tëttelbaach	ZPIN à déclarer	3,9
ZH10	Sporbaach	ZPIN déclarée	4,7

Parcs Naturels

Le projet se situe au sein du Parc naturel de l'Our du Grand-Duché de Luxembourg.

Par ailleurs, le Parc naturel Haute-Sûre Forêt d'Anlier de Belgique est situé à environ 6,7 km à l'ouest du projet et le parc naturel du Südeifel d'Allemagne est situé à environ 8,9 km à l'est du projet.

Ramsar

Le projet se situe à un peu plus de 11 km au nord-est du site Ramsar « Vallée de la Haute-Sûre », créée en 2004.

Habitats, biotopes et réseau écologique au sein du périmètre d'étude de 500 m

L'analyse qui suit se base sur les données disponibles sur le Géoportail. La campagne de relevés biologiques sera réalisée lors de la période propice (en juin-juillet 2025). Les deux modèles les plus extrêmes, à savoir Enercon E175 EP5 TES 6 MW et Enercon E138 EP3 E3 TES 4,26 MW, ont été utilisés pour déterminer le surplomb maximal des pales sur les habitats.

Dans le périmètre d'étude de 500 m autour des éoliennes WEA1 et WEA2, les surfaces cultivées ainsi que les prairies gérées de manière intensive occupent un peu plus de la moitié de la surface au sol (60,1%). Le reste est essentiellement occupé par des peuplements forestiers, des plantations, des haies et buissons ou encore par des milieux humides. L'éolienne WEA1 est située à environ 135 m au sud-est d'une hêtraie du *Luzulo-Fagetum** (9110), à environ 195 m au sud-est également d'un bosquet (BK16) et à environ 180 m au nord-ouest d'une forêt feuillue (BK13). Un arbre isolé est par ailleurs situé à moins de 200 m de l'éolienne WEA1 au sud (environ 110 m). Quant à l'éolienne WEA2, elle est située à environ 160 m au nord de buissons et broussailles (BK17), ainsi qu'à environ 140 m au sud d'un bosquet (BK17) et à environ 170 m au sud d'un plan d'eau ou mardelle (BK08).

Dans le périmètre d'étude de 500 m autour des éoliennes WEA3 et WEA4, les surfaces cultivées ainsi que les prairies gérées de manière intensive occupent également un peu plus de la moitié de la surface au sol (62,9 %). Le reste est essentiellement occupé par des peuplements forestiers, des plantations, des haies et buissons, quelques prairies et des milieux humides. L'éolienne WEA3 se trouve à moins de 200 m (185 m environ à l'est) d'une forêt feuillue (BK13). Trois arbres isolés se trouvent par ailleurs à moins de 200 m de celle-ci. De plus, à environ 260 m au nord-ouest de l'éolienne WEA3 se trouvent plusieurs plans d'eau en série, ainsi qu'à environ 285 m à l'ouest. Enfin, l'éolienne WEA4 se trouve à environ 110 m au nord d'une haie et à environ 185 m à l'ouest d'une autre haie.

► Voir ANNEXE A : carte n°3b : Milieu biologique

Tableau 10 : Habitats, biotopes et occupations du sol dans un périmètre de 500 m autour des éoliennes WEA1 et WEA2.

Habitats autour des éoliennes WEA1 et WEA2				
Type d'habitats, biotopes et occupations du sol	Code Eco-points	Biotopes protégés et Habitats d'intérêt communautaire	Superficie (ha)	Part relative (%)
Champs sans ou avec végétation fragmentée d'espèces végétales	3.7.1.	/	46,2	36,2
Herbage intensif	3.5.5.	/	30,6	23,9
Peuplements de conifères	5.8.2.	/	20,5	16,1
Coupes rases, chablis et clairières	3.8.7.	/	20,2	15,8
Peuplements de feuillus et forêts pionnières (essences indigènes, adaptées à la station)	5.6.1.	BK13	3,3	2,6
Plantations d'arbres fruitiers à basse tige, cultures de fruits cultivés en espalier, cultures d'arbustes à fruits, pépinières, cultures de jeunes arbres, cultures de sapins de Noël, viticulture	3.7.7.	/	2,1	1,7
Hêtraies du <i>Luzulo-Fagetum</i> *	5.4.3.	9110	1,4	1,1
Rue/Chemin/Place scellé	6.2.1.	/	1,2	0,9
Bosquets composés d'au moins 50% d'espèces indigènes	4.1.9.	BK16	0,7	0,5
Buissons et broussailles de sites rudéraux ou riches en azote	4.1.8.	BK17	0,4	0,3
Haies des bords de champ de plain-pied ou sur des talus	4.1.11	BK17	0,2	0,2
Buissons de sites frais et buissons de sites secs et chauds (y inclus formations de genêts à balais)	4.1.3.	BK17	0,2	0,1

Cours d'eau naturel y inclus classes 1 et 2 de la qualité de l'eau	1.2.2.	BK12	0,1	0,1
Mardelle / plan d'eau proche de l'état naturel	1.4.1.	BK08	0,1	0,1
Bas-marais et marécages	3.2.3.	BK11	0,1	0,1
Petits bâtiments, hangars	6.3.3.	/	0,1	0,1
Lisières et franges herbagères (sans bordures ligneuses, ainsi que prairies en jachère)	3.8.8.	/	0,1	0,1
Arbres solitaires, groupes ou rangées d'arbres indigènes, adaptés au site ou d'arbres fruitiers	4.4.1.	BK18	< 0,1	< 0,1
Source proche de l'état naturel	1.1.1.	BK05	< 0,1	< 0,1
Total général			127,6	100,0

Tableau 11 : Habitats, biotopes et occupations du sol dans un périmètre de 500 m autour des éoliennes WEA3 et WEA4.

Habitats autour des éoliennes WEA3 et WEA4				
Type d'habitats, biotopes et occupations du sol	Code Eco-points	Biotopes protégés et Habitats d'intérêt communautaire	Superficie (ha)	Part relative (%)
Champs sans ou avec végétation fragmentée d'espèces végétales	3.7.1.	/	73,9	45,1
Herbage intensif	3.5.5.	/	29,2	17,8
Peuplements de conifères	5.8.2.	/	27,9	17,1
Haies des bords de champ de plain-pied ou sur des talus	4.1.11	BK17	9,1	5,5
Peuplements de feuillus et forêts pionnières (essences indigènes, adaptées à la station)	5.6.1.	BK13	7,7	4,7
Coupes rases, chablis et clairières	3.8.7.	/	6,5	3,9
Rue/Chemin/Place scellé	6.2.1.	/	2,7	3,9
Buissons de sites frais et buissons de sites secs et chauds (y inclus formations de genêts à balais)	4.1.3.	BK17	1,9	1,2
Bas-marais et marécages	3.2.3.	BK11	1,3	0,8
Buissons de sites humides	4.1.1.	BK17	1,02	0,6
Autres futaies mélangées de chêne	5.5.3.	BK23	0,7	0,4
Plans d'eau artificiels	1.4.7.	/	0,4	0,2
Cours d'eau naturel y inclus classes 1 et 2 de la qualité de l'eau	1.2.2.	BK12	0,4	0,2
Bosquets composés d'au moins 50% d'espèces indigènes	4.1.9.	BK16	0,3	0,2
Prairies à <i>Molinia</i> sur sols calcaires, tourbeux ou argilo-limoneux (<i>Molinion caeruleae</i>)	3.5.7.	6410	0,2	0,1
Buissons et broussailles de sites rudéraux ou riches en azote	4.1.8.	BK17	0,2	0,1
Tourbières boisées	5.1.2.	91D0	0,1	0,1
Prairies humides du <i>Calthion</i> et divers types de prairies humides extensives	3.5.9.	BK10	< 0,1	< 0,1
Formations herbeuses à <i>Nardus</i> , riches en espèces, sur substrats siliceux des zones montagnardes (et des zones submontagnardes de l'Europe continentale)	3.6.6.	6230	< 0,1	< 0,1
Petits bâtiments, hangars	6.3.3.	/	< 0,1	< 0,1

Arbres solitaires, groupes ou rangées d'arbres indigènes, adaptés au site ou d'arbres fruitiers	4.4.1.	BK18	< 0,1	< 0,1
Source proche de l'état naturel	1.1.1.	BK05	< 0,1	< 0,1
Total général			163,9	100,0

Affectation et occupation du sol au sein du périmètre d'étude de 200 m

De manière générale, le document de référence EuroBats 6 recommande de maintenir une distance de garde de 200 m entre une éolienne et une zone à caractère naturel : forêt, espaces verts, plan d'eau, etc.

Les éoliennes projetées ne respectent pas cette distance. En effet, l'éolienne WEA1 est située à moins de 200 m d'une hêtraie du *Luzulo-Fagetum** (9110), ainsi que d'un bosquet et d'une forêt feuillue. L'éolienne WEA2 est située à moins de 200 m de buissons, d'un bosquet et d'un plan d'eau. L'éolienne WEA3 se trouve à moins de 200 m d'une lisière feuillue et résineuse. Enfin, l'éolienne est localisée à plus de 200 m des lisières forestières, mais est située à moins de 200 m de deux haies.

4.7.2.3 Avifaune

Inventaires ornithologiques

Afin de caractériser la fréquentation du site par l'avifaune, plusieurs inventaires ornithologiques seront réalisés à différentes périodes de l'année de manière à couvrir l'ensemble du cycle annuel des oiseaux.

Combinés à la récolte des informations disponibles dans un rayon de 10 km autour du projet (cf. ci-dessous), les inventaires réalisés sur le terrain permettront de caractériser la fréquentation du périmètre d'étude en termes d'espèces, de distribution et d'abondance ainsi que de fonctionnement local de la migration (axes de passage, comportement, altitude).

Espèces d'oiseaux nécessitant une attention particulière

Outre les espèces présentes sur le site du projet, une attention particulière sera apportée aux espèces d'intérêt communautaire présentes dans un rayon de 10 km autour du projet.

Tableau 12 : Espèces d'oiseaux d'intérêt communautaire signalées dans un rayon de 10 km

	LU0001004	LU0002013	LU0002002	LU0001003	LU0001043	LU0001006	LU0001002	LU0002003	LU0001042	BE34035	BE34034	LU0001038	LU0002001	DE6003301	LU0001005	BE34024
	Distance par rapport au projet [km]															
	0	0,8	2,8	3,4	4,7	4,9	5,8	5,8	6,1	7,6	7,6	7,9	7,9	8,9	9,4	9,8
Alouette des champs (<i>Alauda arvensis</i>)*			X	X				X				X	X			
Alouette lulu (<i>Lullula arborea</i>)*						X										
Autour des palombes (<i>Accipiter gentilis</i>)		X														
Balbusard pêcheur (<i>Pandion haliaetus</i>)*						X	X	X								X
Bécasse des bois (<i>Scolopax rusticola</i>)*		X				X		X								
Bécassine des marais (<i>Gallinago gallinago</i>)			X	X						X	X	X	X			X
Bécassine sourde (<i>Limnolymnoides minimus</i>)*			X	X						X		X	X			
Bergeronnette des ruisseaux (<i>Motacilla cinerea</i>)		X														
Bergeronnette printanière (<i>Motacilla flava</i>)*			X										X			
Bondrée apivore (<i>Pernis apivorus</i>)*		X	X	X		X	X	X				X	X		X	X
Busard des roseaux (<i>Circus aeruginosus</i>)*			X	X								X	X			
Busard Saint-Martin (<i>Circus cyaneus</i>)*			X	X	X							X	X			

	LU0001004	LU0002013	LU0002002	LU0001003	LU0001043	LU0001006	LU0001002	LU0002003	LU0001042	BE34035	BE34034	LU0001038	LU0002001	DE6003301	LU0001005	BE34024
	Distance par rapport au projet [km]															
	0	0,8	2,8	3,4	4,7	4,9	5,8	5,8	6,1	7,6	7,6	7,9	7,9	8,9	9,4	9,8
Caille des blés (<i>Coturnix coturnix</i>)				X	X							X				
Chevalier gambette (<i>Tringa totanus</i>)*			X										X			
Chouette de Tengmalm (<i>Aegomius funereus</i>)*			X										X			X
Cigogne noire (<i>Ciconia nigra</i>)*	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X	X		X	X
Cincle plongeur (<i>Cinclus cinclus</i>)		X														
Combattant varié (<i>Philomachus pugnax</i>)*			X										X			
Engoulevent d'Europe (<i>Caprimulgus europaeus</i>)*		X														
Faucon pèlerin (<i>Falco peregrinus</i>)*						X		X								X
Fuligule milouin (<i>Aythya ferina</i>)*			X										X			
Gélinotte des bois (<i>Tetrastes bonasia</i> ou <i>Bonasa bonasia</i>)		X						X								X
Grand Corbeau (<i>Corvus corax</i>)		X														
Grand-duc d'Europe (<i>Bubo bubo</i>)*		X	X			X	X	X								
Grande Aigrette (<i>Ardea alba</i>)*			X	X				X		X	X	X	X			X
Hibou des marais (<i>Asio flammeus</i>)*			X										X			
Martin-pêcheur d'Europe (<i>Alcedo atthis</i>)*		X	X	X		X	X	X			X	X	X	X	X	X
Milan noir (<i>Milvus migrans</i>)*			X										X			
Milan royal (<i>Milvus milvus</i>)*		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X
Pic cendré (<i>Picus canus</i>)*																X
Pic mar (<i>Dendrocoptes medius</i>)*		X				X	X	X								X

	LU0001004	LU0002013	LU0002002	LU0001003	LU0001043	LU0001006	LU0001002	LU0002003	LU0001042	BE34035	BE34034	LU0001038	LU0002001	DE6003301	LU0001005	BE34024
	Distance par rapport au projet [km]															
	0	0,8	2,8	3,4	4,7	4,9	5,8	5,8	6,1	7,6	7,6	7,9	7,9	8,9	9,4	9,8
Pic noir (<i>Dryocopus martius</i>)*		X	X			X	X	X			X				X	X
Pie-grièche écorcheur (<i>Lanius colurio</i>)*		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X
Pie-grièche grise (<i>Lanius excubitor</i>)*			X	X	X		X	X		X	X	X	X			X
Pipit des arbres (<i>Anthus trivialis</i>)		X														
Pipit farlouse (<i>Anthus pratensis</i>)*			X										X			
Pouillot siffleur (<i>Phylloscopus sibilatrix</i>)*		X				X	X	X								
Râle d'eau (<i>Rallus aquaticus</i>)*			X										X			
Rougequeue à front blanc (<i>Phoenicurus phoenicurus</i>)*		X														
Rousserolle effarvatte (<i>Acrocephalus scirpaceus</i>)*			X													
Sarcelle d'été (<i>Anas querquedula</i> ou <i>Spatula querquedula</i>)*			X													
Sarcelle d'hiver (<i>Anas crecca</i>)*			X							X	X		X			X
Tarier des prés (<i>Saxicola rubetra</i>)*			X							X			X			X
Torcol fourmilier (<i>Jynx torquilla</i>)*																X
Tourterelle des bois (<i>Streptopelia turtur</i>)*		X	X	X	X	X		X	X			X	X			
Vanneau huppé (<i>Vanellus vanellus</i>)*			X	X	X							X	X			

Données biologiques connues par CSD Ingénieurs

Outre les données publiques disponibles via les administrations et le réseau européen, l'auteur du screening a utilisé les données de la Centrale Ornithologique de Luxembourg (COL) afin de localiser les nids de Milan royal, Milan noir et de Cigogne noire.

- Voir ANNEXE A : carte n°3c : Données biologiques

Cigogne noire (*Ciconia nigra*) *

Selon les données de la Centrale Ornithologique de Luxembourg, dans un périmètre de 3 km autour des éoliennes, une seule aire de nidification de 2020 est renseignée au sud-ouest des éoliennes projetées. Le nid est présent à environ 2,2 km de l'éolienne WEA1 la plus proche.

Milan noir (*Milvus migrans*) *

Selon les données de la Centrale Ornithologique de Luxembourg, aucune zone de nidification n'est renseignée dans le périmètre d'étude de 3 km autour des éoliennes en projet.

Milan royal (*Milvus milvus*) *

Les données de la Centrale Ornithologique de Luxembourg renseignent plusieurs zones de nidification du Milan royal au nord-ouest du projet, ainsi qu'à l'ouest et au sud.

Ainsi, deux zones de nidification sont renseignées au nord-ouest : une en 2021 à environ 2 km de l'éolienne WEA2 la plus proche et deux en 2022, dont la plus proche est située à environ 1 km de cette même éolienne.

Ensuite, trois aires de nidification, de 2019 à 2022, sont renseignées à l'ouest du projet, la plus proche étant située à environ 1,7 km de l'éolienne WEA1 la plus proche.

Enfin, deux aires de nidification sont identifiées au sud du projet : une en 2022 et une en 2023, cette dernière étant la plus proche et située à environ 1,9 km de l'éolienne WEA1 la plus proche.

Campagne d'inventaires en cours de réalisation

Dans le cadre de l'étude sur le milieu biologique, CSD Ingénieurs a prévu les relevés biologiques suivants afin de caractériser la zone du projet au niveau de l'avifaune.

Tableau 13 : Campagne d'inventaires biologiques spécifiques à l'avifaune.

Objectif	Type	Nombre d'inventaire
Oiseaux hivernants (rayon de 500 m)	Des inventaires de l'avifaune présente en hiver seront réalisés à partir de transects à pied couvrant le périmètre de 500 m autour des éoliennes en projet. L'observateur note toute activité avifaunistique dans le périmètre de 500 m. Ces relevés seront réalisés entre le mois de décembre 2025 et le mois de février 2026.	3+3
Relevés Milans / Cigognes (rayon de 1,5 km)	La méthode d'inventaire dans un rayon de 1,5 km se fait via l'application de deux méthodes : un parcours du périmètre sur transect prédéfini par l'auteur d'étude (la moitié étalée sur le mois de mars-avril 2025) et sur la localisation de postes fixes spécifiques (l'autre moitié entre le 1er mai et le 31 juillet 2025). Ces relevés seront réalisés de mars à juillet 2025 afin d'identifier les sites de nidification des Milans et des Cigognes noires, confirmer la ponte et cartographier les territoires d'occupation et de chasse des espèces observées dans un rayon de 1,5 km. Les données récentes de la Centrale ornithologique du Luxembourg seront commandées par PW34 pour identifier les zones d'attentions particulières lors de la campagne biologique.	12
Inventaire des oiseaux nicheurs (rayon de 500 m)	Ce volet comprend la réalisation d'inventaire ornithologique du type 'IPA' (indice ponctuel d'abondance). Cette méthode consiste à positionner des points d'écoute (PE) dans le périmètre de 500 m autour des éoliennes en projet. Chaque point d'écoute est visité 10 min, au cours desquelles l'observateur note tout contact auditif ou visuel avec l'avifaune. Cet inventaire est réalisé trois fois au cours de la période de reproduction des oiseaux, à savoir entre avril et juillet 2025. Cette méthode permet	3+3

Objectif	Type	Nombre d'inventaire
	de caractériser le cortège spécifique présent en nidification dans le périmètre d'étude de 500 m. La carte des points d'écoute est présentée ci-dessous.	
Utilisation du site par les oiseaux nicheurs (rayon de 500 m)	La méthode d'inventaire par poste fixe consiste à observer à l'aide de matériel optique (jumelles – longue-vue) l'exploitation spatiale que fait l'avifaune (rapaces, ...) du périmètre de 500 m autour des éoliennes. L'observateur se positionne sur un point offrant une vue d'ensemble sur le périmètre du projet. Le suivi par poste fixe sera réalisé à 3 occasions, un inventaire en mai, un en juin et un en juillet 2025.	3+3
Oiseaux en migration active (rayon de 1 km)	Afin de caractériser le flux d'oiseaux survolant le site éolien durant la migration post-nuptiale, 6 séances de suivi sont prévues au droit d'un poste fixe au sol, offrant une vue dégagée. Ces relevés auront lieu entre les mois d'août et octobre 2025. Durant ces relevés, les oiseaux en halte migratoire feront l'objet d'une attention particulière.	6

4.7.2.4 Chiroptérofaune

Inventaires chiroptérologiques

Afin de caractériser la fréquentation du site par les chiroptères, des inventaires nocturnes ponctuels au sol sont en cours de réalisation. En outre, un inventaire chiroptérologique au sol en continu est en cours de réalisation à partir de quatre détecteurs à ultrasons de type SM4. Les enregistrements ont débuté le 15 mars 2025 et se finiront mi-novembre 2025. Un suivi sera également réalisé au sol par points temporaires à l'aide de 16 détecteurs à ultrasons. Enfin, des captures de chauves-souris seront potentiellement réalisées afin de déterminer les espèces avec certitude et de détecter les gîtes d'été.

Les résultats des inventaires en continu, combinés avec la récolte des informations disponibles dans un rayon de 10 km autour du projet (cf. ci-dessous), permettront d'identifier les espèces présentes et de déterminer leur effectif et leur mode d'utilisation de l'espace à proximité du projet.

Espèces de chauves-souris nécessitant une attention particulière

Comme dans le cas de l'avifaune, une attention particulière est apportée aux espèces de chauves-souris signalées dans les sites Natura 2000 dans un rayon de 10 km.

Tableau 14 : Espèces de chauves-souris d'intérêt communautaire signalées dans un rayon de 10 km

	LU0001004	LU0002013	LU0002002	LU0001003	LU0001043	LU0001006	LU0001002	LU0002003	LU0001042	BE34035	BE34034	LU0001038	LU0002001	DE6003301	LU0001005	BE34024
	Distance par rapport au projet [km]															
	0	0,8	2,8	3,4	4,7	4,9	5,8	5,8	6,1	7,6	7,6	7,9	7,9	8,9	9,4	9,8
Murin de Bechstein* (<i>Myotis bechsteinii</i>)							X			X		X		X		
Murin de Brandt (<i>Myotis brandtii</i>)						X					X	X				
Murin de Daubenton (<i>Myotis daubentonii</i>)											X					
Murin de Natterer (<i>Myotis nattereri</i>)						X	X					X				
Murin à moustaches (<i>Myotis mystacinus</i>)											X					
Murin à oreilles échancrées* (<i>Myotis emarginatus</i>)			X	X		X	X					X	X	X		X
Grand Murin* (<i>Myotis myotis</i>)			X	X		X	X		X	X	X	X	X	X		X
Grand Rhinolophe* (<i>Rhinolophus ferrumequinum</i>)														X		
Noctule commune (<i>Nyctalus noctula</i>)							X					X				
Noctule de Leisler (<i>Nyctalus leisleri</i>)							X									
Oreillard gris (<i>Plecotus austriacus</i>)				X												
Oreillard roux (<i>Plecotus auritus</i>)											X					
Pipistrelle commune (<i>Pipistrellus pipistrellus</i>)											X					X
Sérotine commune (<i>Eptesicus serotinus</i>)											X					

Données biologiques connues par CSD Ingénieurs

Outre les données publiques disponibles via les administrations et le réseau européen, l'auteur du screening a utilisé les données du Musée National d'Histoire Naturelle (MNHN) du Luxembourg afin de connaître la localisation d'éventuels gîtes de chauves-souris connus à proximité du projet.

Aucun gîte de chauves-souris n'est connu à moins de 1 km du projet. Notons cependant la présence de l'Oreillard roux (*Plecotus Auritus*), du Grand Murin* (*Myotis myotis*), de l'Oreillard gris (*Plecotus austriacus*) et enfin, de la Pipistrelle commune (*Pipistrellus pipistrellus*) suivant les données du MNHN en périphérie du périmètre de 1,5 km du projet (entre 1,5 km et 1,8 km environ).

Campagne d'inventaires en cours de réalisation

Dans le cadre de l'expertise biologique, CSD Ingénieurs prévoit les relevés biologiques suivants afin de caractériser la zone du projet au niveau des chiroptères.

Tableau 15 : Campagne d'inventaires biologiques spécifiques aux chiroptères.

Objectif	Type	Nombre d'inventaire
Inventaire des chauves-souris au sol par transects et points d'écoute (rayon de 1 km)	L'exploitation du périmètre de 1 km par les chauves-souris est réalisée par transects (min. 2 km par éolienne). Des points d'écoute sont positionnés sur le transect dans un périmètre de 1 km autour des éoliennes. Les inventaires débutent au coucher du soleil et se prolongent jusqu'à environ 2 à 3 heures après le coucher du soleil. Chaque point d'écoute fait l'objet de 5 min d'enregistrement de l'activité chiroptérologique à l'aide de détecteurs à ultrasons, les enregistrements sont ensuite analysés informatiquement. Les 8 inventaires seront réalisés entre mi-mai et mi-août 2025.	4 + 4
Monitoring des chauves-souris au sol en continu	Cette investigation nécessite la réalisation d'inventaires chiroptérologiques en continu entre le 15 mars et le 15 novembre 2025. Dans le cas d'un projet de 4 éoliennes, le MECB demande l'installation de 4 détecteurs.	4
Monitoring des chauves-souris au sol par points temporaires	Cette investigation nécessite : 1/ l'installation et le déplacement simultané de détecteurs à ultrasons au niveau de 16 points autour du projet. 2/ l'enregistrement des données (ultrasons) à raison de 4 nuits par mois pour chaque point entre début avril et fin octobre 2025. Pour couvrir l'ensemble du site d'étude, 16 détecteurs sont requis.	16 points
Capture des chauves-souris, radiopistage et comptage	Détermination des espèces et détection des colonies de maternité à l'aide de radiopistage sur des femelles. La session se déroule durant 3 jours consécutifs : prospection du terrain à l'aide d'un détecteur ultrason (déterminer endroits de capture) ; installation des filets et leurres acoustiques. Pour l'installation des filets et la prospection des filets, un minimum de 2 personnes est nécessaire ; localisation du gîte des chauves-souris avec un émetteur pendant le jour après la capture. Vu que les chauves-souris avec un émetteur s'abritent souvent dans un gîte secondaire après une capture, il est préférable de faire un comptage d'émergence afin d'établir le nombre de chauves-souris dans le gîte et de répéter la localisation après quelques jours.	En option

4.7.2.5 Corridor 'Faune sauvage'

La 10^{ème} mesure du plan national concernant la protection de la nature 2017-2021 visait la « conservation et rétablissement de la connectivité écologique des habitats et des paysages ». Dans ce cadre, des corridors d'importance nationale avaient été identifiés pour la composante forestière et la composante « aquatique / zones humides ». Le plan invitait à conserver et renforcer ces corridors, ou si besoin les rétablir. Ces corridors se prêtaient notamment à la présence du chat sauvage (*Felis silvestris silvestris*), espèce de l'annexe IV de la directive « habitats ».

Les éoliennes du projet ne sont pas situées au sein d'un corridor 'faune sauvage' ni dans une zone tampon.

4.8 Climat

4.8.1 Température et pluviométrie

Le Grand-Duché de Luxembourg présente un climat tempéré de l'Europe occidentale, caractérisé par des hivers doux et des étés modérés. Ainsi, les températures moyennes mesurées en janvier se situent autour de -2 °C alors qu'en juillet et en août, les températures moyennes varient entre 13 et 23 °C. La température moyenne annuelle est d'environ 8,8 °C pour une précipitation moyenne annuelle de 68,8 mm de pluie.

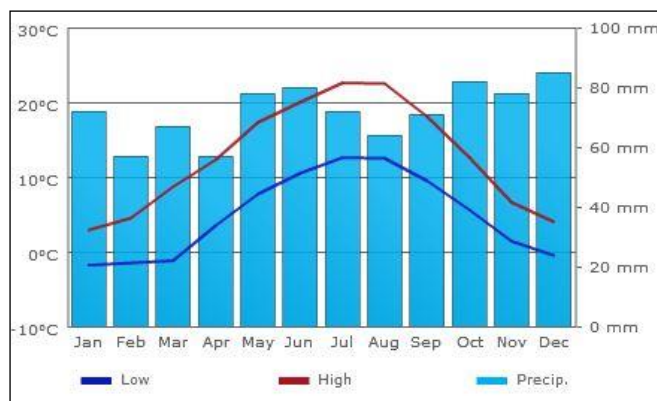


Figure 8 : Climat annuel au Grand-Duché de Luxembourg (source : climatedata.eu, consulté en juin 2020).

Sur la base des données récentes fournies par les stations météorologiques les plus proches (Wincrange, 496 m et Reuleur 492 m), le nombre moyen de jours de verglas (*Eistage*) est estimé à 9,5 et 12,5 jours/an, respectivement, pour la période 2014-2024 (source : agrimeteo.lu, 2025). Cela représente un risque modéré de formation de glace.

4.8.2 Vent et répartition des vents

Les vents dominants au Grand-Duché de Luxembourg sont majoritairement de direction sud-ouest.

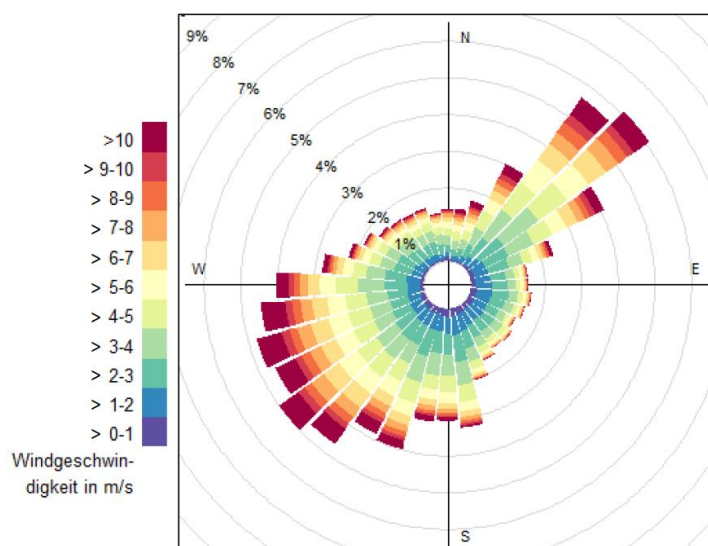


Figure 9 : Carte des vents du Luxembourg (2015-2019, station météorologique du Findel) (source : meteolux 2020)

Au niveau du potentiel venteux, le site est localisé sur la carte des vents du Grand-Duché de Luxembourg dans une zone caractérisée par une vitesse moyenne annuelle de vent modérée (5,01 à 5,20 m/s à une hauteur de 30 m) (source : Administration du Cadastre et de la Topographie à Luxembourg - energieagence Lëtzebuerg).

5 Contexte environnemental humain

5.1 Paysage et patrimoine

5.1.1 Méthodologie et périmètres d'étude

Aspects méthodologiques

La méthodologie utilisée par l'auteur d'étude pour évaluer les incidences d'un parc éolien sur le paysage et le patrimoine est le résultat d'un long travail et de réflexions menées par les experts de CSD, avec la prise en compte des avis émis par l'autorité compétente (MECDD). Elle est également le fruit de la rencontre avec des riverains lors de nombreux projets éoliens.

L'analyse de l'intégration paysagère du projet est menée principalement à l'aide des deux outils suivants :

- Cartographie des zones de visibilité des éoliennes ;
- Photomontages représentatifs de la perception du projet ;

Dans un premier temps, l'étendue de l'impact visuel du projet est mise en évidence au travers de la cartographie des **zones de visibilité** des éoliennes. Il s'agit d'une carte géomatique, permettant de localiser les endroits d'où les éoliennes sont potentiellement visible. Cette carte constitue la base de l'évaluation de la perception du projet et permet de localiser les points de vue significatifs d'où seront réalisés les photomontages. Ceux-ci permettent non seulement d'alimenter le commentaire paysager du projet, mais surtout d'informer les autorités et riverains concernés par le projet.

► Voir ANNEXE A : carte n°4a : Zones de visibilité

Outre le critère de visibilité des éoliennes, le choix des points de vue significatifs est effectué en fonction des deux éléments suivants :

- la fréquentation, puisqu'un paysage est d'autant plus observé qu'il se situe à proximité de zones urbanisées ou d'axes de communication significatifs ;
- la reconnaissance sociale, qui peut s'évaluer de différentes manières (un attrait touristique important, un paysage ou patrimoine protégé, des mentions particulières sur les cartes routières ou touristiques, la présence d'itinéraires de randonnées, etc.).

La perception du projet depuis ces points de vue significatifs est évaluée à l'aide des **critères d'intégration paysagère** spécifiques à ce type d'équipement. Il s'agit des parties visibles des éoliennes, de la distance par rapport au projet, de l'angle de vision occupé par les éoliennes, de la lisibilité de la configuration spatiale du parc éolien et de son rapport aux lignes de force du paysage. Ces critères sont importants, car ils permettent de caractériser/qualifier la transformation du paysage local.

Cette méthodologie s'inscrit très clairement dans les objectifs définis par la Convention européenne du Paysage de Florence du 19 juillet 2000, qui constitue le premier instrument européen spécialement consacré au paysage.

Enfin, il est important de mener une réflexion quant à l'impact visuel général lié à la **covisibilité** des différents parcs éoliens dans le paysage. Cette analyse sera menée lors de la réalisation de l'expertise paysagère lors des phases ultérieures du projet.

5.1.2 Analyse préliminaire

L'analyse préliminaire de l'intégration paysagère du projet est menée à l'aide de cinq photomontages représentatifs de la perception du projet.

Le choix des cinq points de vue significatifs a été effectué en fonction de la fréquentation, puisqu'un paysage est d'autant plus observé qu'il se situe à proximité de zones urbanisées ou d'axes de communication significatifs.

Les cinq photomontages sont localisés sur la figure suivante et présentés en annexe. Les photomontages comprennent les éoliennes des parcs existants et autorisés, les éoliennes à l'instruction (commodo) et à l'étude lorsqu'elles sont visibles et les éoliennes du présent projet à Lentzweiler.

- Voir ANNEXE F : Photomontages

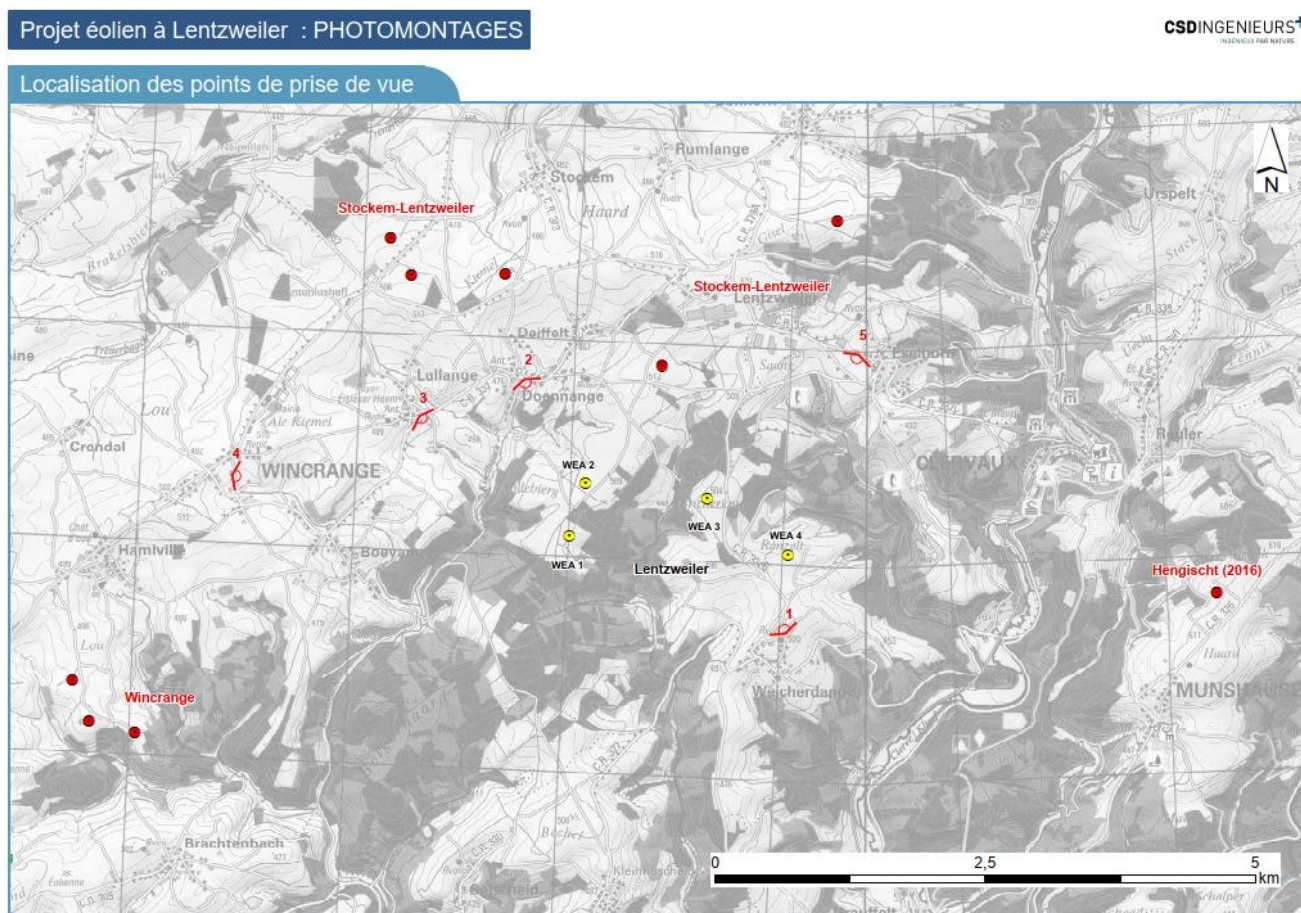


Figure 10 : Localisation des photomontages autour du site du projet.

Les photos ont été prises depuis les entités de Weicherdange, Eselborn, Wincrange, Doennange et Lullange, depuis les endroits les plus exposés visuellement au site du projet.

Les photomontages permettent de constater que les obstacles visuels, en l'occurrence, les zones boisées (celles qui encadrent l'est et le sud du projet et celle au sud-ouest, notamment) limiteront partiellement la visibilité des éoliennes depuis les villages situés vers le sud. D'après la modélisation de la visibilité (MNT), les éoliennes seront visibles principalement sur les communes de Clervaux, Wincrange, Wiltz et Kiischpelt dans le périmètre d'étude rapproché (5 km). Le projet sera également visible en Belgique dans le périmètre d'étude lointain, depuis la commune de Bastogne. Dans les communes plus lointaines encore, la visibilité sera plus ponctuelle.

En termes de visibilité, les éoliennes du présent projet constituent un seul cluster, d'une hauteur totale maximale de 249,5 m et présenteront un nouveau point d'appel important dans le paysage. Depuis certains points de vue, les éoliennes se retrouveront dans le même quadrant visuel que les éoliennes existantes de Stockem-Lentzweiler, situées au nord/nord-ouest. Toutefois, en raison de leur interdistance relativement importante au parc existant de Wincrange (4,4 km), elles ne s'y associeront pas visuellement. Il en va de même pour l'éolienne existante Hengischt, située à l'est (3,9 km) ainsi que pour les éoliennes autorisées d'Eschweiler (5,6 km) situées au sud-ouest du projet. Néanmoins, selon le point de vue, les éoliennes du projet, ainsi que celles existantes et autorisées, pourront apparaître en covisibilité, soit dans des quadrants visuels opposés, soit dans un même quadrant mais à des plans différents.

► Voir ANNEXE D : PHOTOMONTAGES

5.1.3 Éléments paysagers et patrimoniaux

L'auteur d'étude a réalisé une carte reprenant les différents éléments paysagers et patrimoniaux dans un rayon de 5 km autour du projet.

À titre informatif, les zones de protection des grands ensembles paysagers du Plan directeur sectoriel « paysages » (Grand-Duché de Luxembourg) et les ensembles de grande qualité paysagère du PBEPT⁵ (frontière Grand-Duché de Luxembourg/ Belgique) sont regroupés sous l'acronyme « ZPP » pour Zone de préservation Paysagère.

► Le Voir ANNEXE A : carte n°4b : Paysage et patrimoine

Sur base de la carte n°4b, il peut être identifié que :

- Le projet se situe à proximité du grand ensemble paysager de la Haute-Sûre – Kiischpelt, mais en-dehors de celui-ci, à environ 850 m de l'éolienne WEA4. Au sein du périmètre d'étude rapproché (rayon de 5 km), trois ensembles de grande qualité paysagère PBEPT sont recensés. Le plus proche (ZPP 1) se situe à environ 860 m au nord-ouest de l'éolienne WEA2 et se trouve en partie dans le périmètre d'étude immédiat (rayon de 1,5 km). Tandis que les ZPP 2 et ZPP 3 sont plus éloignés et se trouvent respectivement à environ 2,3 km et 3,8 km de l'éolienne WEA2 du projet.
- Au sein du périmètre d'étude rapproché (rayon de 5 km), aucun point de vue répertorié sur les cartes touristiques régionales au 1:20 000e ni un point de vue remarquable PBEPT n'est orienté vers le projet.
- Au sein du périmètre d'étude rapproché (rayon de 5 km), 20 éléments classés comme patrimoine culturel national du Grand-Duché de Luxembourg sont recensés (anciennes fermes, immeubles,...) dans les villages environnants et leurs abords. L'élément le plus proche est la ferme sise Tony Bourg Strooss n°38, inscrite au cadastre de la commune de Clervaux, section C de Weicherdange (1), à 1,0 km au sud de l'éolienne WEA4 du projet.
- Aucun élément repris à l'inventaire supplémentaire n'est recensé à moins de 5 km.
- Un arbre remarquable est recensé par l'Administration de la Nature et des Forêts (ANF) au sein du périmètre d'étude immédiat (rayon de 1,5 km) au nord-ouest de l'éolienne WEA2 de type Tilia sp. -Groupe.

Sur base de la carte n°4a, il peut être identifié que :

- Aucun élément du patrimoine mondial de l'UNESCO n'est recensé à moins de 10 km du projet.
- Voir ANNEXE A : carte n°4a : Visibilité

⁵ Plan de Base Écologique et Paysager Transfrontalier

(<http://www.econet.ulg.ac.be/pbept/>, http://www.bionat.ulg.ac.be/telechargement/acrea/PBEPT_InterregIIIA.pdf)

En ce qui concerne la présence potentielle de vestiges archéologiques, le site est classé en « sous-zone » sur la carte des zones d'observation archéologique (ZOA) du géoportail luxembourgeois (2025). Concrètement, cela veut dire que la zone du projet est moins susceptible d'abriter des vestiges sans toutefois être exemptée des exigences de la loi du 25 février 2022 relative au patrimoine culturel.

Une demande préalable à l'INRA sera effectuée.

5.2 Environnement sonore

5.2.1 Ambiance sonore existante

5.2.1.1 Circulation routière

Aucun point d'immission n'est concerné par la cartographie du bruit nocturne (LNGT, 2021) et journalier (LDEN, 2021) concernant le trafic routier (Géoportail.lu, 2025).

Bien que le CR 332-D soit localisé à proximité du projet, aucun point de comptage des principales voiries n'est présent aux droits et aux abords du périmètre d'étude.

La circulation de desserte est considérée comme ayant un trafic inexistant.

5.2.1.2 Circulation ferroviaire

Aucun point d'immission n'est concerné par la cartographie du bruit nocturne (LNGT, 2021) et journalier (LDEN, 2021) concernant le trafic ferroviaire (Géoportail.lu, 2025).

5.2.1.3 Zones calmes urbaines potentielles

Selon le géoportail.lu, *les zones calmes urbaines comprennent des espaces ouverts relativement vastes et continus d'importance régionale au moins, avec une fonction récréative élevée et un développement correspondant pour les loisirs et la récréation. Son importance réside dans la fonction d'équilibrage des zones bruyantes et densément peuplées de l'agglomération luxembourgeoise. Le paysage urbain paisible à proximité de la zone résidentielle permet, par exemple, à de grandes promenades avec des passages occasionnels dans des zones à niveau sonore élevé.*

Sur base du Géoportail., 2025, le projet n'est pas localisé dans une zone calme urbaine.

5.2.2 Impact sonore attendu par le projet

5.2.2.1 Réglementation

Conformément au rapport d'activité de 2013 du Département de l'environnement qui complète et adapte le cas particulier des éoliennes dans le cadre de la loi modifiée du 10 juin 1999 relative aux établissements classés, des valeurs limites différentes en fonction de la nature du milieu d'habitat constaté dans les alentours immédiats d'une éolienne et en fonction des périodes « jour » et « nuit » sont considérés. Ces adaptations sont reprises ci-dessous.

À la limite de la propriété bâtie la plus proche ou susceptible d'être couverte par une autorisation de bâtir en vertu de la réglementation communale existante, dans laquelle séjournent des personnes à quelque titre que ce soit soit de façon continue, soit à des intervalles réguliers ou rapprochés, les niveaux de bruit en provenance du parc éolien ne doivent pas dépasser en son point de fonctionnement le plus bruyant les valeurs définies dans le tableau ci-après.

Selon la méthodologie définie dans le « *Guide pour la réalisation d'études d'impact sonore environnemental pour les établissements et chantiers* » de l'Administration de l'environnement et daté de décembre 2022, il est important de préciser que les dépassements sont définis sur la base de l'arrondi de la valeur d'immissions à l'entier le plus

proche. Par exemple, la limite de 37 dB(A) est considérée comme dépassée à partir d'une valeur d'immissions de 37,5 dB(A). Dans les tableaux des résultats, à titre informatif, nous présentons quand-même la première valeur décimale.

Tableau 16 : Valeurs limites d'immission applicables aux parcs éoliens.

Zone	Entre 7h00 et 22h00 dB(A) L_{eq} (1h) - Jour	Entre 22h00 et 7h00 dB(A) L_{eq} (1h) - Nuit	Entre 7h00 et 22h00 dB(A) L_{eq} (1h) - Jour	Entre 22h00 et 7h00 dB(A) L_{eq} (1h) - Nuit
	Vitesse du vent à 10 m où l'éolienne est à 95% de sa puissance électrique		Vitesse du vent de 6 m/s à 10 m	
A	38	35	38	35
B	43	40	40	37
C	45	42	42	39
D	50	45	47	42
E	45	42	42	39

A : zone correspondant à la zone I telle que définie par l'article 3 du règlement grand-ducal modifié du 13/02/1979 concernant le niveau de bruit dans les alentours immédiats des établissements et des chantiers ;

B : zone correspondant aux zones II et III telles que définies par l'article 3 du règlement grand-ducal modifié du 13/02/1979.

C : zone correspondant aux zones IV et V telles que définies par l'article 3 du règlement grand-ducal modifié du 13/02/1979.

D : zone correspondant à la zone VI telle que définie par l'article 3 du règlement grand-ducal modifié du 13/02/1979.

E : maisons d'habitations situées à l'extérieur d'une agglomération telle que définie par l'article 2 du règlement grand-ducal modifié du 13/02/1979.

Les limites précitées doivent être observées par les éoliennes existantes et projetées. Pour la période de nuit, l'impact d'autres établissements soumis aux dispositions du règlement grand-ducal modifié du 13/02/1979 doit, le cas échéant, être considéré endéans les zones I-IV.

Le tableau de l'article 3 du règlement grand-ducal modifié du 13/02/1979 est fourni ci-dessous à titre informatif.

Tableau 17 : Valeurs limites d'immission du règlement grand-ducal modifié du 13/02/1979 en fonction de la nature du milieu d'habitat.

Zone	Entre 7h00 et 22h00 dB(A) L_{eq} (1h) - Jour	Entre 22h00 et 7h00 dB(A) L_{eq} (1h) - Nuit	Nature du milieu d'habitat
I	45	35	Hôpitaux, quartier de récréation
II	50	35	Milieu rural, habitat calme, circulation faible

III	55	40	Quartier urbain, majorité d'habitats, circulation faible
IV	60	45	Quartier urbain avec quelques usines ou entreprises, circulation moyenne
V	65	50	Centre-ville (entreprises, commerces, bureaux, divertissements), circulation dense
VI	70	60	Prédominance industrie lourde

5.2.2.2 Méthodologie

5.2.2.2.1 Plan d'intervention préalable

Dans un premier temps, un plan d'intervention préalable à l'étude d'impact sonore sera réalisé. Le but de ce rapport est de déterminer les points d'immissions les plus pertinents et les valeurs limites associées sur base du guide « *Guide pour la réalisation d'études d'impact sonore environnemental pour les établissements et chantiers* de l'Administration de l'environnement et daté de décembre 2022 » et du règlement grand-ducal modifié du 13/02/1979.

5.2.2.2.2 Etude d'impact sonore

Les niveaux de bruit à l'immission seront calculés à l'aide du logiciel CadnaA (version 2025 ou plus récente), dans lequel est implémentée la méthode de calcul définie par la norme ISO 9613-2 :1996 Acoustique – Atténuation du son lors de sa propagation à l'air libre – Partie 2 : Méthode générale de calcul.

Les modélisations acoustiques seront donc réalisées avec cette norme, en considérant les paramètres de calcul suivants :

1. Chaque éolienne est modélisée comme une source de bruit ponctuelle omnidirectionnelle placée au sommet du mât ;
2. La puissance acoustique du modèle d'éolienne est obtenue à l'aide du spectre pour les bandes de fréquences allant de 63 Hz à 8 kHz. Ces valeurs sont issues de données garanties par le fabricant et/ou mesurées selon la norme IEC-61400-11. Si le spectre n'est pas disponible (ou si le spectre disponible n'est pas garanti par le constructeur), la puissance acoustique de la source est définie pour la bande à 500 Hz. A priori, dans le cas présent, la puissance acoustique sera fixée par une valeur unique à 500 Hz;
3. Les valeurs de puissance acoustique utilisées dans nos modélisations prévisionnelles correspondent aux valeurs calculées de puissance acoustique L_{wa} renseignée par les fiches techniques transmises par les constructeurs.
4. Les corrections liées aux incertitudes sont additionnées au niveau d'immission obtenu à chaque point d'immission selon la formule suivante :

$$L_{PA,G,D} = L_{PA,G} + 1,28 S_G$$

Où :

- $L_{pA,G,D}$ est le niveau de pression du parc éolien au point d'immission exprimé en dB(A) tenant compte de l'incertitude ;
- $L_{pA,G}$ est le niveau de pression du parc éolien au point d'immission exprimé en dB(A) ;
- 1,28 est une constante k qui permet de garantir des niveaux d'immissions prévisionnels avec une certitude de 90 %.

5. Les facteurs d'incertitudes sont dans le cas de cette étude définis selon « Bewertung der Unsicherheit von Emissionskennwerten für Windenergieanlagen bei Geräuschimmissionsprognosen ».

Ils sont appliqués conformément à la formule ci-dessous :

$$S_G = \sqrt{\left(S_{pA,1} \frac{I_{pA,1}}{I_{pA,G}}\right)^2 + \left(S_{pA,2} \frac{I_{pA,2}}{I_{pA,G}}\right)^2 + \dots + \left(S_{pA,n} \frac{I_{pA,n}}{I_{pA,G}}\right)^2 + S_B^2}$$

Où :

- S_G est le coefficient d'incertitude global pour le point d'immission considéré ;
- $S_{pA,n}$ est le coefficient d'incertitude partiel lié à l'immission particulière d'une éolienne n ;
- $I_{pA,n}$ est la pression acoustique de l'éolienne n au point d'immission considéré exprimé en Pascal ;
- $I_{pA,G}$ est la pression acoustique de l'ensemble du parc au point d'immission considéré exprimé en Pascal ;
- S_B est le coefficient d'incertitude lié à la méthode prévisionnelle. $S_B=0$ dans le cas d'une analyse conservative.

6. Les coefficients d'incertitude partiels S_{pA} sont définis par la formule suivante :

$$S_{pA} = \sqrt{S_w^2 + S_p^2}$$

Où :

- S_w est le coefficient d'incertitude lié à la qualité de la mesure des données présentées ;
- S_p est le coefficient d'incertitude lié à la dispersion de la série de données mesurées.

Les valeurs des coefficients S_w et S_p à considérer sont renseignés dans le document du TÜV « Bewertung der Unsicherheit von Emissionskennwerten » (2014) et le document du LAI « Hinweise zum Schallimmissionsschutz bei Windkraftanlagen » (2016) et sont déterminés en fonction du nombre de rapport de mesures disponibles (cas A, B ou C).

7. Les points d'immissions seront placés à 6 mètres du sol et à minimum 3,50 mètres de toute surface réfléchissante autre que le sol ;
8. Le relief du sol est modélisé en 3D à partir du modèle numérique de terrain (MNT) établi par l'institut géographique du Grand-Duché du Luxembourg. Les résolutions du MNT correspondent à une maille de 25 m x 25 m et d'une précision de 1 m ;
9. Les calculs seront effectués conformément à la norme ISO 9613-2, en appliquant les paramètres de calcul suivants :
- conditions météorologiques favorables à la propagation du bruit : vent portant omnidirectionnel (*downwind propagation*), sans facteur de correction météorologique ($C_{meteo} = 0$) ; température de l'air = 10°C ; humidité relative de l'air = 70% ;
 - Le facteur d'absorption du sol considéré est $G=0$;
 - l'effet d'écran imputable aux bâtiments n'est pas pris en compte, au même titre que la réflexion sur les bâtiments.

10. Les résultats des calculs sont représentés sous forme de cartes reprenant les courbes isophones.

La méthodologie retenue permet de caractériser l'impact acoustique du projet dans son environnement et d'identifier les éventuelles mesures d'atténuation/correctrices qui doivent être mises en œuvre.

5.2.2.3 Niveaux de puissances acoustiques et incertitudes considérés par l'auteur d'étude

Le modèle Enercon EP3 E3 4,26 MW équipé de serrations (TES) dispose d'un document définissant les niveaux d'émission $L_{WA,max}$ pour les modes d'exploitations disponibles. Les valeurs annoncées dans ce document sont celles fournies par Enercon dans ses contrats de vente.

Le modèle étudié dispose des documents reprenant les résultats de mesures des émissions sonores pour un fonctionnement en Mode 0s pour différentes hauteurs de moyeu, à vitesse de vent à hauteur de 10m.

Sur base du document du TÜV « Bewertung der Unsicherheit von Emissionskennwerten für Windenergieanlagen bei Geräuschimmissionsprognosen » et du document « Hinweise zum Schallimmissionsschutz bei Windkraftanlagen », CSD Ingénieurs pourra appliquer un facteur d'incertitude réduit correspondant au cas B du TÜV. Les valeurs suivantes seront donc considérées pour tous les modes de fonctionnement des éoliennes, dans le cadre de l'analyse préliminaire de l'impact sonore du projet :

- $L_{WA} = L_{WA,g}$ qui est le niveau de puissance acoustique calculé fourni dans la fiche technique du constructeur ;
- $S_{pA} = 1,3$ dB.

Le modèle Enercon E-175 EP5 6,0 MW équipé de serrations (TES) dispose également de plusieurs documents définissant les niveaux d'émission $L_{WA,max}$ pour les 8 modes d'exploitations disponibles. Les valeurs annoncées dans ce document sont celles garanties par Enercon dans ses contrats de vente.

Le modèle étudié ne dispose pas à l'heure actuelle de rapport mesuré.

Sur base du document du TÜV « Bewertung der Unsicherheit von Emissionskennwerten für Windenergieanlagen bei Geräuschimmissionsprognosen » et du document « Hinweise zum Schallimmissionsschutz bei Windkraftanlagen », CSD Ingénieurs suivra à ce stade le cas d'incertitudes « C » du TÜV et de considérer les coefficients suivants pour tous les modes de fonctionnement des éoliennes :

- $L_{WA} = L_{WA,g}$ qui est le niveau de puissance acoustique calculé fourni dans la fiche technique du constructeur ;
- $S_{pA} = 3,0$ dB.

Ces facteurs d'incertitude S_{pA} seront appliqués aux résultats finaux des niveaux d'immission dans l'étude d'impact sonore.

5.2.2.4 Résultats

Les résultats de la cartographie sonore préliminaires sont repris sur les cartes en annexe. Il s'agit de cartes présentées à titre indicatif. Les incertitudes ne sont pas reprises sur ces cartes, ni les émissions sonores d'autres établissements classés (éoliennes ou autres).

► ANNEXE A : cartes n°5a à 5b : Immission sonore

Les différentes cartes illustrent les valeurs calculées à la puissance correspondant à une vitesse de vent de 6 m/s à 10 mètres du sol et à l'immission à 95% de la puissance électrique maximale. Ces cartes sont établies pour les modèles pré-étudiés, à savoir Enercon E138 EP3 E3 et Enercon E175 EP5 6 MW.

Un impact est attendu au niveau des entités de Doennange à l'ouest du projet et à Weicherdange au sud-est du projet avec ces modèles en cas de fonctionnement sans bridage. Les évaluations qui seront menées dans les phases ultérieures du projet étudieront la nécessité de brider les éoliennes en fonction de la période de la journée et du régime de vent afin de garantir le respect des valeurs limites. Le bridage acoustique éventuellement mis en place peut être considéré comme une mesure d'atténuation suffisante.

Les évaluations qui seront menées dans les phases ultérieures du projet étudieront la nécessité de brider les éoliennes afin de garantir le respect des valeurs limites. L'étude d'impact sonore prendra en considération tous les modèles envisagés. Pour chaque modèle, l'impact cumulatif avec les autres éoliennes à proximité sera étudié. Un premier scénario décrira la situation réglementaire (comprenant tous les parcs existants et autorisés pouvant avoir un impact cumulatif avec le projet étudié). Un second scénario, indicatif présentera la situation projetée, comprenant également les éventuelles éoliennes à l'étude (EIE).

5.3 Ombre portée

5.3.1 Phénomène de projections d'ombre de l'éolienne

Le phénomène d'ombre portée intermittente associé au fonctionnement des éoliennes est communément appelé 'effet d'ombre mouvante'. Il se manifeste quand la rotation des pales vient masquer de manière intermittente le soleil à un observateur. Ce phénomène peut se produire lorsque certaines conditions précises sont réunies : position basse du soleil, temps ensoleillé, orientation défavorable du rotor de l'éolienne et de la façade concernée par rapport au soleil, vitesse du vent dans la gamme de fonctionnements de l'éolienne. En cas d'exposition prolongée, ce phénomène peut constituer une gêne pour un observateur statique, voire porter atteinte au bien-être de personnes sensibles.

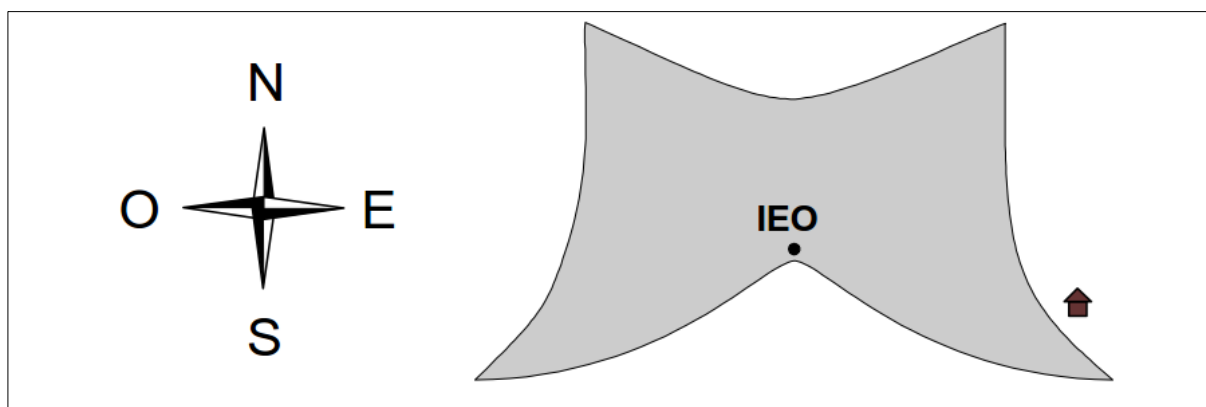


Figure 11 : Surface qui peut être balayée par l'ombre d'une éolienne au cours de l'année.

5.3.2 Méthodologie

Une évaluation de l'impact de ce phénomène est effectuée par calcul selon deux critères :

- la durée pendant laquelle il y a une présence d'ombre induite par la rotation des pales d'éoliennes cumulée sur une année exprimée en heures/an ;
- l'impact maximal journalier exprimé en minutes/jour.

L'ombre portée sera estimée par une modélisation numérique au moyen du logiciel WindPro, version 4.1 (ou plus récente), en assimilant la rotation des pales à un disque. Dans ce cas, l'ombre portée engendrée par les pales ainsi que les durées d'exposition annuelle et journalière maximales en tout point du territoire peuvent être calculées en faisant varier la position du soleil, minute par minute, pendant une année complète.

5.3.2.1 Méthode de calcul et réglementation

La détermination des critères précités est réalisée en considérant les documents de référence suivants :

- Länderausschusses für Immissionsschutz (LAI) (2020) Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen - Aktualisierung 2019 (WEA-Schattenwurf-Hinweise).

- Merkblatt für die Erstellung und Überprüfung von Immissionsprognosen zum periodischen Schattenwurf beim Bau und Betrieb von Windenergieanlagen – WEA.
- DIN 5034 – 2 : Tageslicht in Innenräumen – Grundlagen, Beuth – Verlag Berlin 1985;
- VDI 3789 Blatt 2, Ausgabe:1994-10 Umweltmeteorologie – Wechselwirkungen zwischen Atmosphäre und Oberflächen – Berechnung der kurz – und der langwelligen Strahlung.

L'évaluation devra être effectuée en considérant **toutes les éoliennes existantes et autorisées** ayant un impact commun auprès d'un point récepteur concerné. Lorsqu'il s'avère que la projection d'ombre générée par l'(es) éolienne(s) auprès d'un point de calcul (PC) est supérieure aux valeurs indicatives de 30 minutes par jour et et/ou de 30 heures par an en situation 'worst case', le requérant de l'autorisation doit indiquer les mesures projetées en vue de prévenir ou d'atténuer les nuisances auxquelles l'établissement pourrait donner lieu. Dans ce cas, l'éolienne est équipée d'un module d'arrêt « shadow module ». En cas de risque de dépassement pour ces points d'immission, il déclenche l'arrêt de l'éolienne. Dans le cas d'une éolienne équipée d'un module d'arrêt avec détecteur d'ensoleillement, le seuil d'exposition à respecter est de 8 heures par an en situation probable/effective.

5.3.2.2 Scénarios considérés

Worst case

La situation 'Worst case' ne tient pas compte des conditions météorologiques locales et considère que :

- le soleil brille du matin au soir (ciel continuellement dégagé) ;
- les éoliennes fonctionnent en permanence (vitesses du vent toujours dans la gamme de fonctionnement des éoliennes et disponibilité de celles-ci de 100 %) ;
- le rotor des éoliennes est toujours orienté perpendiculairement aux rayons du soleil (orientation du vent toujours défavorable).

Situation probable

La situation probable tient compte des conditions météorologiques locales et considère que :

- le soleil brille, sur base de statistiques d'irradiation ;
- les éoliennes fonctionnent, sur base de statistiques de vitesses de vent ;
- l'ombre est susceptible d'être projetée sur les habitations en tenant compte de l'orientation du rotor, sur base des statistiques de la direction des vents.

5.3.2.3 Paramètres généraux considérés

Ensoleillement

Les données ci-dessous sont issues de la publication de MétéoLux pour la période de référence de 2012 à 2022 et sont établies conformément aux critères de l'Organisation Météorologique Mondiale.

Tableau 18 : Probabilité d'ensoleillement (moyenne d'heures de soleil par jour) (Source : MétéoLux, 2023).

Janv.	Févr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
1,35	3,16	5,08	6,94	7,70	8,17	9,07	7,78	6,45	3,42	1,78	1,28

Fonctionnement

Les données ci-dessous sont issues de la publication de MétéoLux pour la période de référence de 2012 à 2022 et sont établies conformément aux critères de l'Organisation Météorologique Mondiale.

Tableau 19 : Heures de fonctionnement de l'éolienne du projet en fonction de la direction des vents (source : MeteoLux, 2023).

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSO	OSO	O	ONO	NNO	Total
441	943	1 167	421	262	408	696	1 161	1 507	929	463	362	8 760

Surface d'ombrage efficace

La formation d'ombre est considérée dès lors que les conditions suivantes sont rencontrées :

- Les pales masquent au moins 20% du disque solaire ;
- L'irradiation de l'ensoleillement direct minimum considéré est de 120 Watts/m² ;
- L'angle que forme le soleil au-dessus de l'horizon est supérieur ou égal à 3°.

Relief

Le relief est défini d'après le modèle numérique de terrain (MNT) établi par l'institut géographique du Grand-Duché de Luxembourg. Les résolutions du MNT correspondent à une maille de 25 m x 25 m et d'une précision de 1 m en altitude.

5.3.3 Paramètres particuliers considérés

Modèles d'éoliennes considérés

Les modèles considérés pour le projet dans la présente étude seront les modèles Enercon E138 EP3 E3 et Enercon E175 EP5 6 MW. Ces modèles ont une portée de l'ombre de 1686 m et 1737 m respectivement.

Points de calcul

Afin d'évaluer l'effet d'ombre portée de l'éolienne auquel pourraient être exposés les riverains, une série de points de calculs (PC) seront sélectionnés. Ceux-ci seront sélectionnés afin de correspondre aux habitations, hébergements avec nuitée, ou aux locaux sensibles (écoles, bureaux ou assimilés) pouvant être concernées par des situations d'ombrage générées par l'éolienne projetée. La sélection des points de calcul tiendra compte également des surfaces non bâties pouvant être assimilées à des espaces à protéger (limite de PAG).

Le point de calcul est soit placé au centre d'une baie vitrée, soit au milieu de la façade du bâtiment orienté vers l'éolienne à une hauteur de 2 m au-dessus du sol.

Obstacles

En plus du relief, le document de référence (LAI, 2020) précise que les obstacles opaques naturels et artificiels peuvent être considérés. Après une visite de terrain, l'auteur d'étude identifiera les zones comme étant des groupements d'arbres ayant une hauteur d'environ 20 m.

5.3.4 Résultats préliminaires

Les résultats des modélisations préliminaires d'ombrage sont illustrés sur les cartes suivantes pour chaque modèle, sans prise en compte des autres éoliennes existantes et projetées. Il s'agit de cartes indicatives pour illustrer les zones potentielles d'impact des éoliennes projetées, selon chaque modèle.

- Voir ANNEXE A : cartes n°6a à 6f : Ombrage

Un impact est attendu au niveau des entités de Lullange et Doennange à l'ouest du projet, et de Eselborn à l'est du projet avec ces modèles en situation « worst case ».

Les évaluations qui seront menées dans les phases ultérieures du projet étudieront de manière précise la nécessité de mettre en place un shadow module (module d'arrêt) sur les éoliennes afin de garantir le respect des valeurs limites d'exposition. Le module d'arrêt éventuellement mis en place peut être considéré comme une mesure d'atténuation suffisante.

L'évaluation prendra en considération les effets cumulatifs possible avec les éoliennes existantes et autorisées.

5.4 Contraintes locales / Risques

L'auteur d'étude a réalisé une figure présentant l'ensemble des contraintes locales dont il avait connaissance.

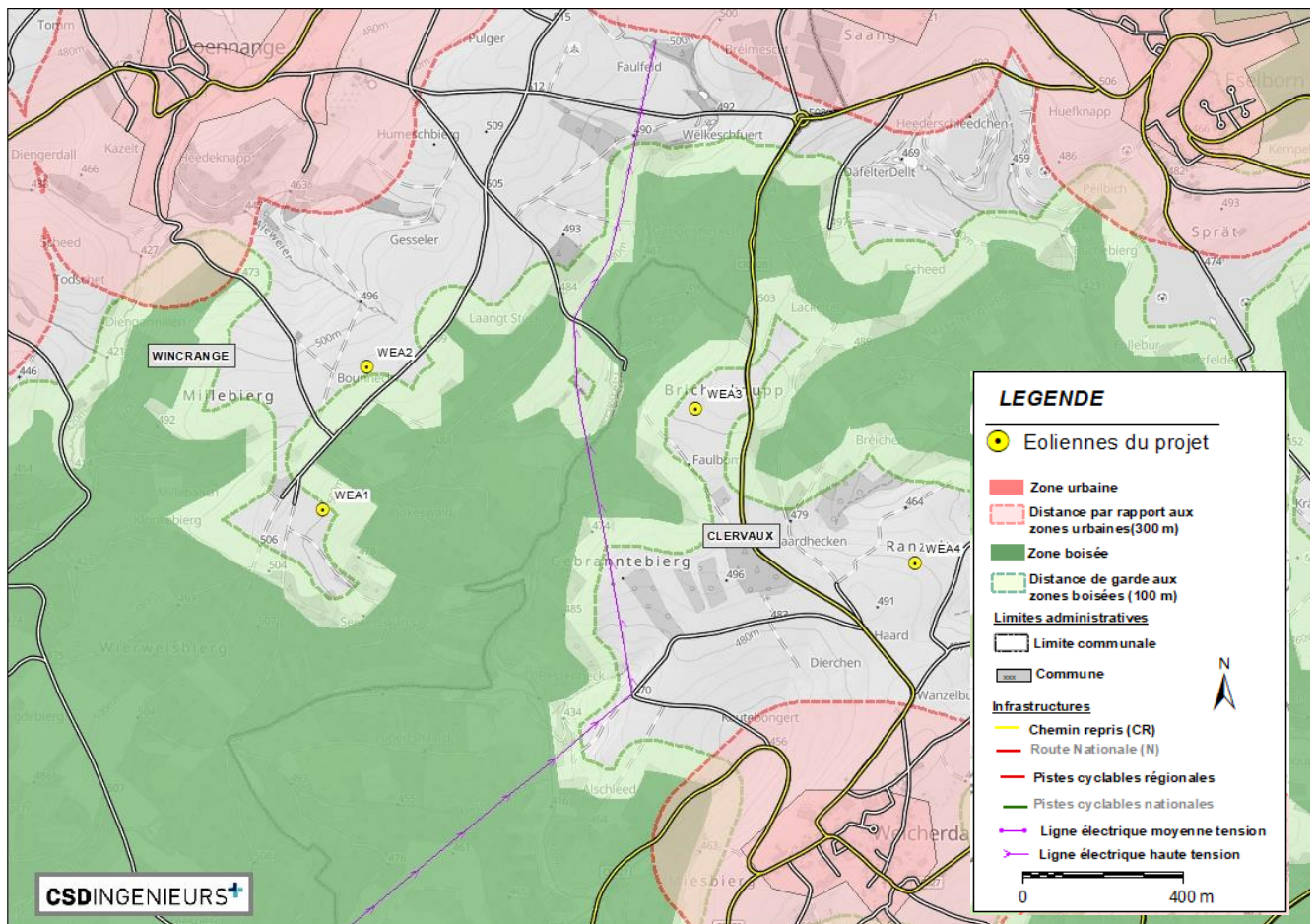


Figure 12 : Contraintes locales autour du projet

Il est à noter, que selon les nouvelles consignes de l'ITM, une évaluation de risque est à prévoir selon la méthodologie définie par le **guide technique « Élaboration de l'étude de dangers dans le cadre de parcs éoliens » de l'institut français INERIS** au moment de la demande d'autorisation commodo.

Sur base de cette figure et des informations dont dispose l'auteur d'étude, il est à noter que :

- Infrastructures routières

Aucune route ne sera surplombée par les éoliennes, à l'exception des chemins d'accès qui leur sont réservés. La CR332-D est située à 181 m de l'éolienne WEA3, ce qui représente une distance supérieure à la longueur de pale augmentée de 10 % (soit un minimum de 74,57 m pour le modèle Enercon E138 EP3 E3, et de 94,58 m pour le modèle Enercon E175 EP5).

- Chemins pédestres et pistes cyclables

Le chemin pédestre de l'Eislek Pied est situé à 435 mètres de l'éolienne WEA4 ; en raison de cette distance, il ne sera pas affecté par le surplomb de l'éolienne.

Une piste cyclable régionale n°3 passe à l'est de l'éolienne WEA2, à une distance de 87 mètres. Cette distance est inférieure à la zone de sécurité définie par la longueur de pale augmentée de 10 % pour le modèle Enercon E175 EP5, mais elle reste légèrement supérieure à la seule longueur de la pale. Ainsi, la piste cyclable ne sera pas non plus affectée par le surplomb de l'éolienne.

- Infrastructures agricoles

Des bâtiments agricoles sont présents dans un rayon de 500 m autour des éoliennes projetées WEA2 et WEA3.

- Habitations

L'éolienne projetée est située à plus de 850 m des **zones habitées**.

- Réseaux souterrains

Une demande d'informations préalable a été effectué auprès des différents gestionnaires de réseaux souterrains.

Aucune conduite de gaz n'est présente à proximité du projet éolien.

- Réseaux électriques aériens

Une ligne électrique haute tension traversent le site du projet au même endroit, situées à l'est des éoliennes WEA1 et WEA2, et à l'ouest des éoliennes WEA3 et WEA4. L'éolienne WEA3, la plus proche de ces lignes électriques, se trouve à 392 m de celles-ci.

La distance de sécurité habituellement requise pour les lignes haute tension est 1 X le diamètre du rotor si la ligne est équipée d'un amortisseur d'oscillation. Si ce n'est pas le cas, cette distance est portée à 3 X le diamètre du rotor. Ce point sera vérifié ultérieurement avec Creos. Par ailleurs, la distance de 392 m respecte également la distance de sécurité pour la ligne moyenne tension, qui correspond à la longueur de la pale augmentée de 10 % (soit un minimum de 74,57 m pour le modèle Enercon E138 EP3 E3, et de 94,58 m pour le modèle Enercon E175 EP5).

- Aviation civile, radars

Le projet est situé à 8,2 km au sud de l'aérodrome de Noertrange, à 20,0 km à l'ouest de l'aéroport de Findel et à 49,0 km de l'hélistation ELLC du Centre Hospitalier de Luxembourg CHL. Une demande d'avis préalable a été demandée auprès de la Direction de l'Aviation Civile. La Direction a donné son avis favorable au projet. Ce dernier est repris en annexe E du présent rapport.

► Voir ANNEXE E : Avis préalable de la DAC

6 Conclusion

La société PW 34 S.à.r.l souhaite implanter quatre éoliennes sur le territoire des communes de Wincrange et Clervaux.

Le présent rapport rassemble toutes les informations nécessaires à la vérification préliminaire conformément à l'article 4 de la loi modifiée du 15 mai 2018 relative à l'évaluation des incidences sur l'environnement.

En conclusion, nous pouvons retenir les éléments suivants :

- Le projet est localisé en zone agricole au PAG.
- Des impacts cumulatifs seront à évaluer avec les éoliennes existantes de Stockem-Lentzweiler.
- Le site n'est pas localisé dans une zone avec risques d'aléas d'inondation ni en zone de protection de captage.
- Le site n'est pas classé au CASIPO et ne devrait pas générer de déchets dangereux (terres contaminées) pendant la phase de construction (terrassements).
- Les fondations standard fournies par la construction devraient être suffisantes pour assurer la stabilité de l'éolienne. Ce point sera confirmé par une étude géotechnique au plus tard avant la construction de l'éolienne. Dans le cas contraire, des mesures de renforcement sont envisageables.
- Au niveau du milieu biologique, le projet est susceptible de présenter des impacts notamment sur l'avifaune et les chiroptères. Une proposition d'inventaires est présentée pour ces deux groupes d'espèces aux chapitres 4.7.2.3 et 4.7.2.4 respectivement.
- Concernant les zones protégées Natura 2000, en vertu de l'article 32 de la loi modifiée du 18 juillet 2018 concernant la protection de la nature et des ressources naturelles, étant donné qu'il ne peut pas être exclu que le projet soit susceptible d'affecter une ou plusieurs zones Natura 2000, une évaluation sommaire des incidences (screening FFH) sur ces zones est nécessaire et sera transmis au MECB en parallèle du présent screening..
- Le projet est susceptible de générer des nuisances sonores. Cet impact sera également évalué dans le cadre de l'étude d'impact sonore qui indiquera, le cas échéant, un plan de bridage à appliquer afin de respecter les seuils réglementaires. Cette étude sera annexée au plus tard à la demande d'autorisation commodo du projet.
- Le projet est susceptible de générer des nuisances créées par l'ombre portée (effet stroboscopique). Cet impact sera également évalué dans le cadre de l'étude de l'impact de l'ombre portée annexée au plus tard à la demande d'autorisation commodo du projet. En cas de dépassement des seuils réglementaires, les éoliennes pourront être équipées d'un module d'arrêt spécifique afin de limiter l'impact du projet.
- Au niveau des infrastructures souterraines (eau, gaz) et aériennes (lignes électriques haute et moyenne tension), une ligne haute tension est située à une distance supérieure à la distance réglementaire autorisée (1X le diamètre du rotor) par rapport à l'éolienne la plus proche (WEA3). Une vérification sera effectuée ultérieurement avec Creos.
- D'un point de vue climat et productibilité, le site est localisé dans une zone de vent modéré. La sélection d'un modèle d'éolienne avec un large rotor permet d'obtenir une productibilité intéressante pour le promoteur et en matière de participation aux objectifs d'énergies renouvelables.
- Le site est localisé dans une zone de formation de glace dite modérée. Une évaluation de risque est à prévoir dans le cadre de la demande d'autorisation commodo selon la méthodologie définie par **le guide technique « Élaboration de l'étude de dangers dans le cadre de parcs éoliens »**

de l'institut français INERIS, pour le présent projet au plus tard avant la demande d'autorisation commodo.

Windhof, le 28 mai 2025

Collaborateurs/trices ayant participé au projet

Imane AABBAR (Project manager, ingénieur en environnement)

Harmony MAIRESSE (Senior Project manager / Coréferente, bio-ingénieur en environnement)

Marin LORIEUX (Expert acousticien et ombre portée, ingénieur acousticien)

Clément DEMARD (Expert acousticien et ombre portée, ingénieur acousticien)

Daphné FRASELLE (Expert biodiversité, bio-ingénieur en gestion des forêts et des espaces naturels)

Margot DOMINIQUE (Project manager, bio-ingénieur en environnement)

Antoine BURGRAFF (Team leader environnement, Architecte du paysage)

CSD Ingénieurs Luxembourg SA

Annexe A Dossier cartographique

- Eoliennes du projet
- Eolienne en phase de Screening
- Eolienne en phase EIE
- Eolienne à l'instruction (commodo)
- Eolienne autorisée
- Eolienne existante

■ Périmètre : Rayon = 1 km

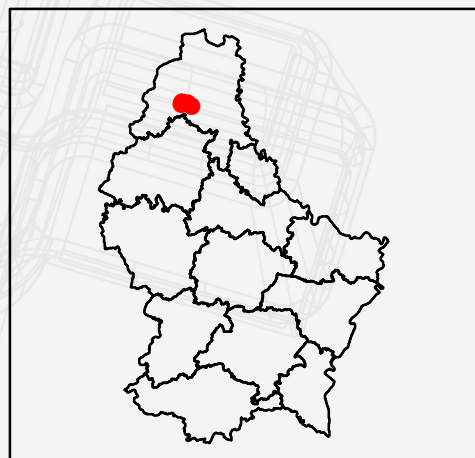
Limites administratives

■ Frontière nationale

■ Limite communale

XXX Commune

XXX Localité



CSDINGENIEURS+
INGÉNIEURS PAR NATURE

Information

SCREENING ENVIRONNEMENTAL
PROJET EOLIEN LENTZWEILER

Echelle : 0 450 m

Date : mars 2025

Références : LUX010209.01

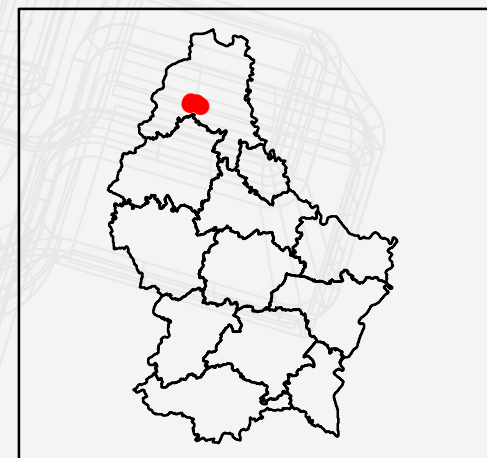
Sources : Extraits des photographies aériennes, 2022
Administration du cadastre et de la topographie
du Grand-Duché du Luxembourg, 2023

Auteur d'étude : **CSDINGENIEURS+**

Demandeur : **PW 34**



- Eoliennes du projet
- Périmètre : Rayon = 1 km
- E1b Quartzophyllades de Schuttbourg
grès quartzueux et quartzophyllades
- E1a Schiste de Stolzembourg
Schiste bien stratifié avec de rares bancs de grès quartzueux et quartzophyllades
- Sg3 Siegenien supérieur en général
Schiste compact, grossier, mal stratifié, avec de rares bancs de grès argileux



CSDINGENIEURS+
INGÉNIEUX PAR NATURE

Information

SCREENING ENVIRONNEMENTAL
PROJET EOLIEN A LENTZWEILER

Echelle : 0 450 m

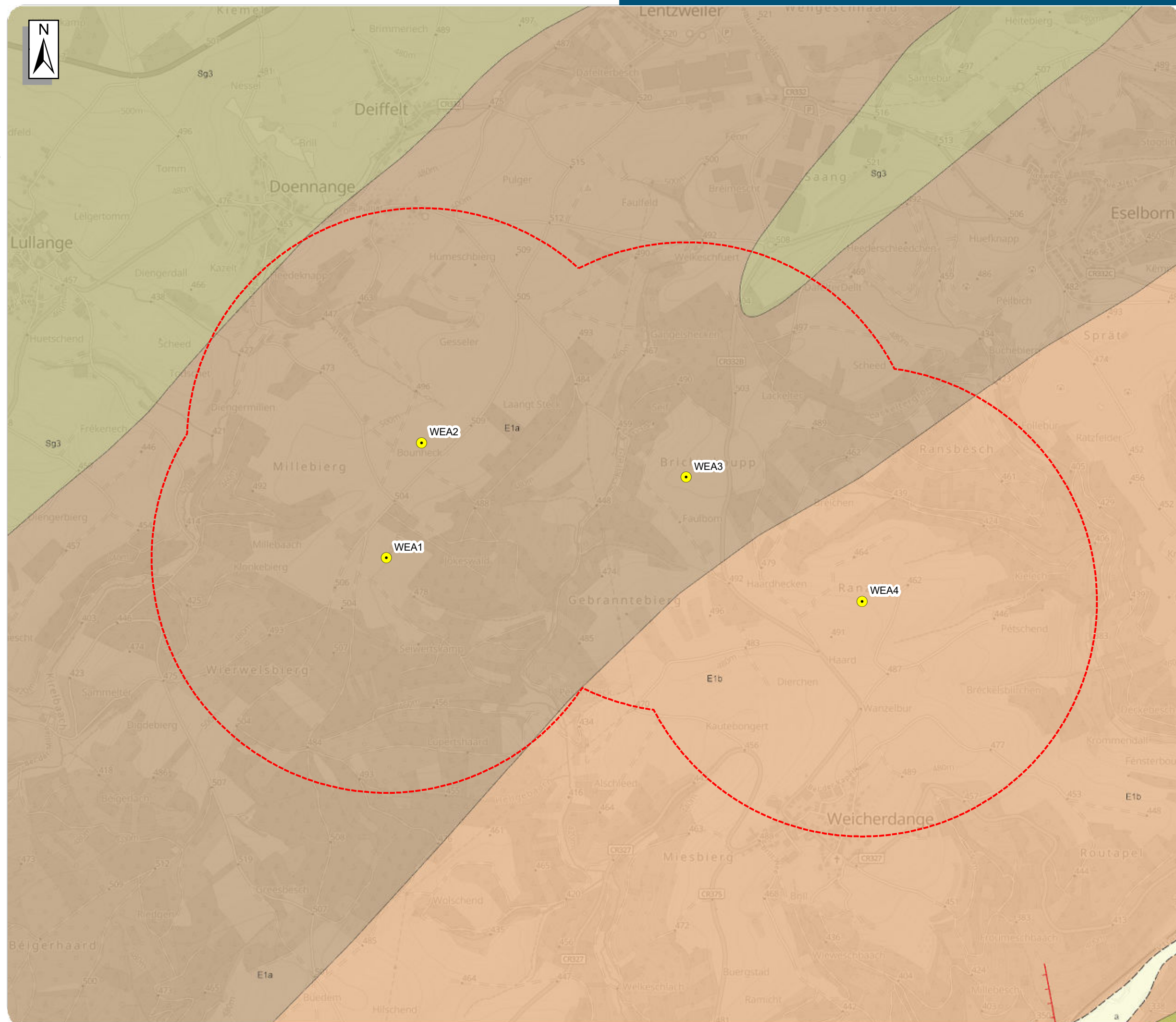
Date : mars 2025

Références : LUX010209.01

Sources : Carte topographique, 2023
Administration du cadastre et de la topographie
du Grand-Duché du Luxembourg, 2023

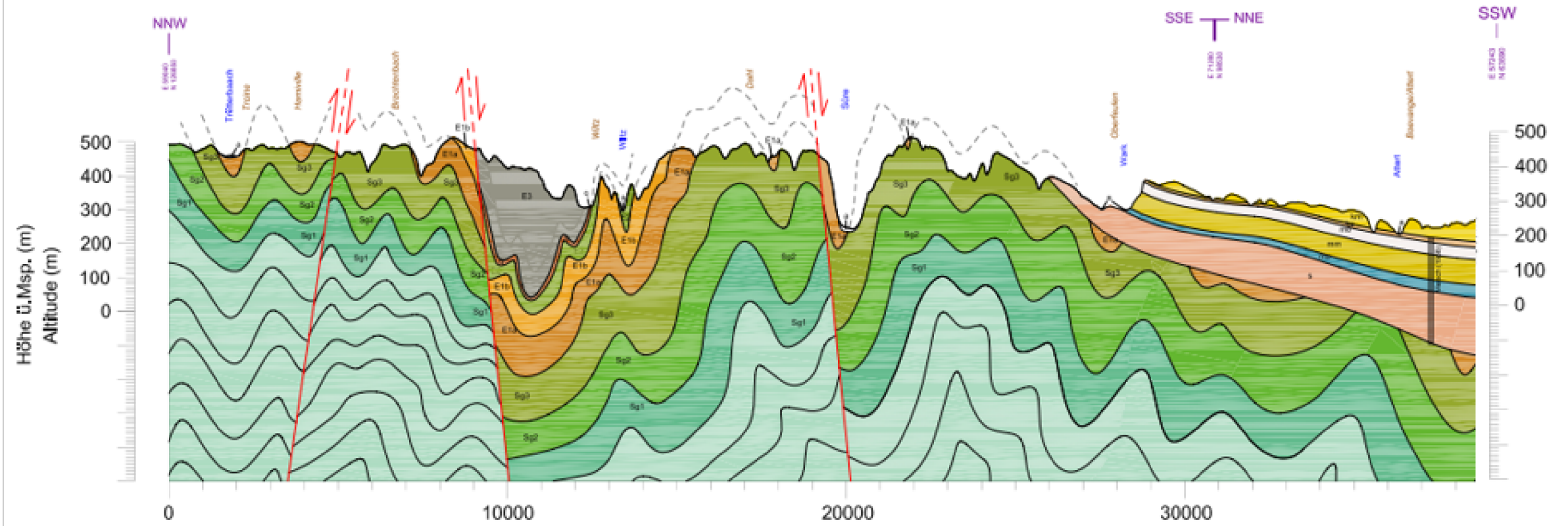
Auteur d'étude : **CSDINGENIEURS+**

Demandeur :

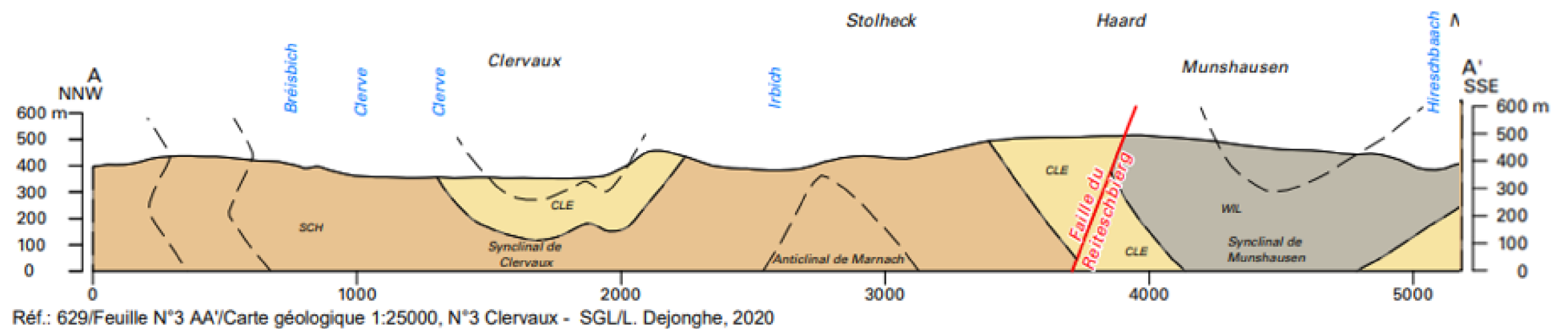


- E1b** Quartzophyllades de Schuttbourog
grès quartzeux et quartzophyllades
- E1a** Schiste de Stolzembourg
Schiste bien stratifié avec de rares bancs de grès quartzeux et quartzophyllades
- Sg3** Siegenien supérieur en général
Schiste compact, grossier, mal stratifié, avec de rares bancs de grès argileux

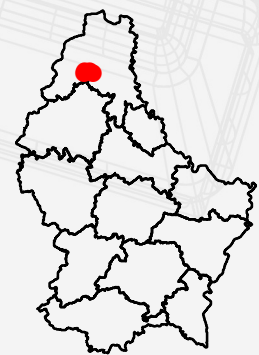
Coupe A



Coupe B



Réf.: 629/Feuille N°3 AA/Carte géologique 1:25000, N°3 Clervaux - SGL/L. Dejonghe, 2020



CSDINGENIEURS+
INGÉNIEURS PAR NATURE

Information

SCREENING ENVIRONNEMENTAL
PROJET ÉOLIEN À LENTZWEILER

Echelle : 0 1.000 m

Date : mars 2025
Références : LUX0101209.01
Sources :

Auteur d'étude : **CSDINGENIEURS+**

Demandeur : **PW 34**

- Eoliennes du projet
- Eoliennes autorisées
- Eoliennes existantes
- Périmètre d'étude : rayon = 5 km
- Périmètre d'étude : rayon = 10 km
- Limite nationale

Grand-Duché de Luxembourg

- Sites Natura 2000 (Dir. Habitat)
- Sites Natura 2000 (Dir. Oiseaux)
- Réserve naturelle déclarée
ZH = Zone humide
PS = Pelouse sèche
RF= Réserve forestière
RFI= Réserve forestière intégrale
RD = Réserve diverse
- Réserve naturelle en procédure réglementaire
- Réserve naturelle à déclarer

Belgique

- Sites Natura 2000
- SGIB
- Réserve Naturelle Agréée (RNA)
- Réserve Naturelle Domaniale (RND)
- Réserve forestière (RF)

Allemagne

- Réserve naturelle
- Sites Natura 2000

International

- Parc Naturel
- Ramsar

CSDINGENIEURS+
INGÉNIEURS PAR NATURE

Information

SCREENING ENVIRONNEMENTAL
PROJET DU PARC EOLIEN A LENTZWEILER

Echelle : 0 2 km

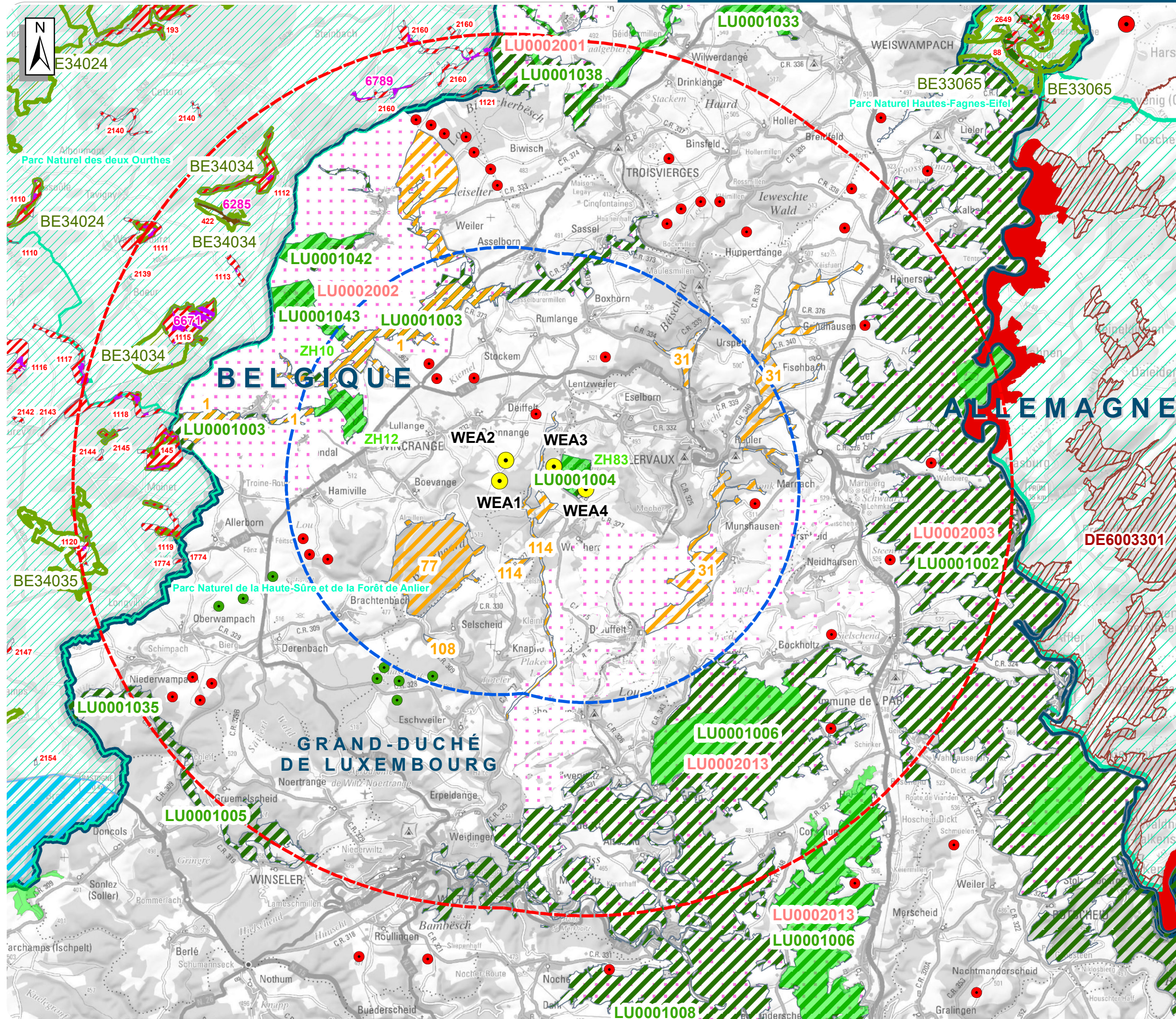
Date : Avril 2025

Références : LUX010209.01

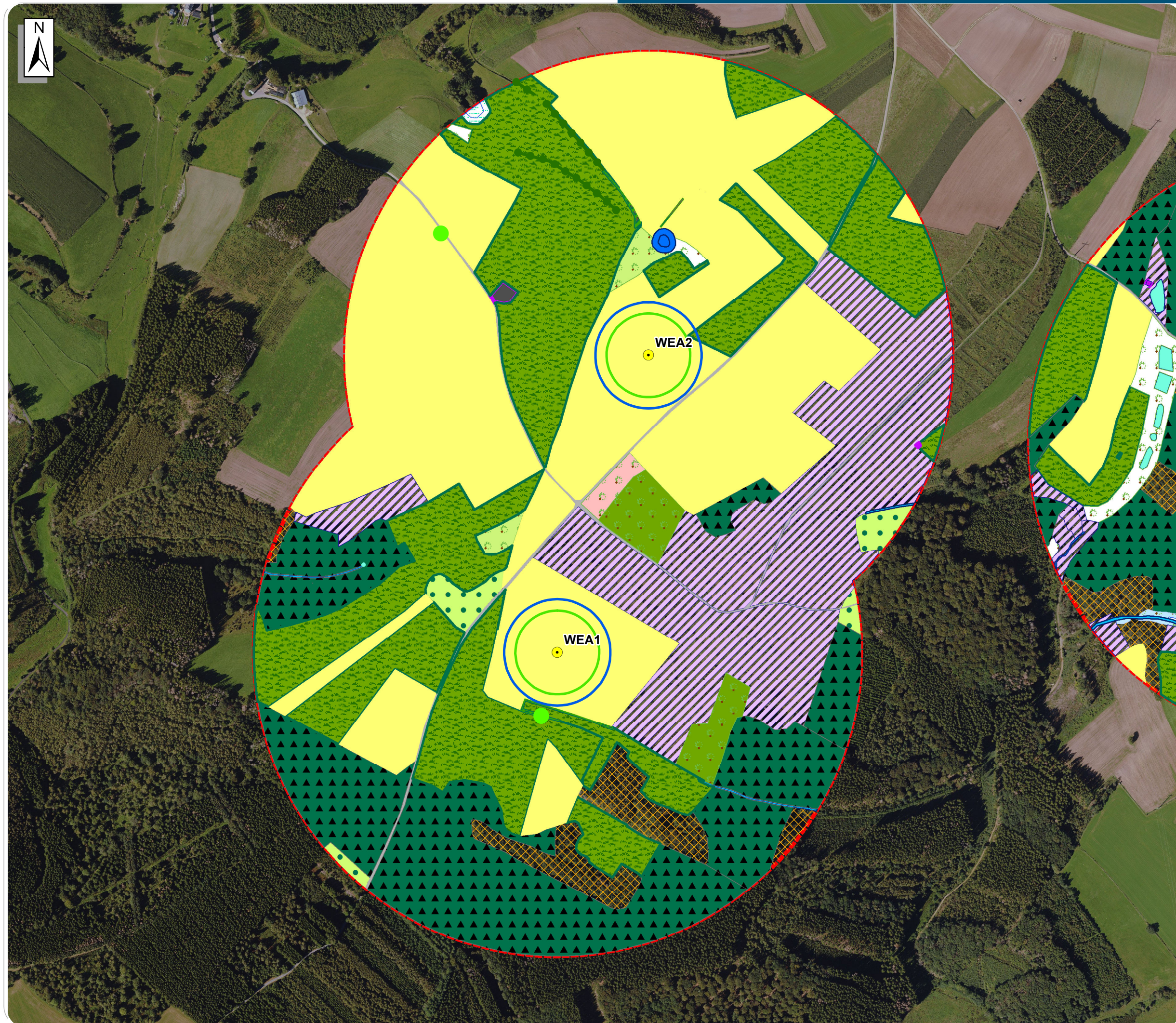
Sources : Extraits des cartes topographiques 1:20 000,
Administration du cadastre et de la topographie
du Grand-Duché du Luxembourg, 2023
Géoportail du Luxembourg, 2023

Auteur d'étude : **CSDINGENIEURS+**

Demandeur :



-  Eoliennes du projet
-  Périmètre d'étude : Rayon = 500 m
-  Surplomb maximal des pales (69 m)
-  Surplomb maximal des pales (87,5 m)
- Habitats du périmètre**
 -  1.1.1. BK05 - Source proche de l'état naturel (pauvre ou riche en calcaire)*
 -  1.2.2. BK12 - Cours d'eau naturel y inclus classes 1 et 2 de la qualité de l'eau*
 -  1.4.1. BK08 - Mardelle / plan d'eau proche de l'état naturel*
 -  3.2.3. BK11 - Bas-marais et marécages*
 -  3.5.5. Herbage intensif
 -  3.7.1. Champs sans ou avec végétation fragmentée d'espèces végétales
 -  3.7.7. Plantations d'arbres fruitiers à basse tige, cultures de fruits cultivés en espalier, cultures d'arbustes à fruits, pépinières, cultures de jeunes arbres, cultures de sapins de Noël, viticulture
 -  3.8.7. Coupes rases, chablis et clairières
 -  3.8.8. Lisières et franges herbagères (sans bordures ligneuses, ainsi que prairies en jachère)
 -  4.1.3. BK17 - Buissons de sites frais (y inclus formations de genêts à balais)*
 -  4.1.8. BK17 - Buissons et broussailles de sites rudéraux et riches en azote*
 -  4.1.9. BK16 - Bosquets composés d'au moins 50 % d'espèces indigènes*
 -  5.4.3. 9110 - Hêtraies du Luzulo-Fagetum*
 -  5.6.1. BK13 - Peuplements de feuillus et forêts pionnières (essences indigènes, adaptées à la station)*
 -  5.8.2. Peuplements de conifères
 -  6.2.1. Rue / Chemin / Place scellé(e)
 -  6.3.3. Petits bâtiments, hangars
 -  4.4.1. BK18 - Arbres isolés
 -  4.1.11. BK17 - Haies



CSDINGENIEURS+
INGÉNIEURS PAR NATURE

Information

SCREENING ENVIRONNEMENTAL
PROJET ÉOLIEN A LENTZWEILER

Echelle :  150m

Date : Avril 2025

Références : LUX010209.01

Sources : Extraits des cartes topographiques 1:20 000,
Administration du cadastre et de la topographie
du Grand-Duché du Luxembourg, 2023

Auteur d'étude : **CSDINGENIEURS+**

Demandeur :



-  Eoliennes du projet
-  Périmètre d'étude : Rayon = 500 m
-  Surplomb maximal des pales (69 m)
-  Surplomb maximal des pales (87,5 m)
- Habitats du périmètre**
 -  1.1.1. BK05 - Source proche de l'état naturel (pauvre ou riche en calcaire)*
 -  1.2.2. BK12 - Cours d'eau naturel y inclus classes 1 et 2 de la qualité de l'eau*
 -  1.4.7. Plans d'eau artificiels
 -  3.2.3. BK11 - Bas-marais et marécages*
 -  3.5.5. Herbage intensif
 -  3.5.7. 6410 - Prairies à Molinia sur sols calcaires, tourbeux ou argilo-limoneux (Molinion caeruleae)*
 -  3.5.9. BK10 - Prairies humides du Calthion et divers types de prairies humides extensives*
 -  3.6.6. 6230 - Formations herbeuses à Nardus, riches en espèces, sur substrats siliceux des zones montagnardes (et des zones submontagnardes de l'Europe continentale)*
 -  3.7.1. Champs sans ou avec végétation fragmentée d'espèces ségétales
 -  3.8.7. Coupes rases, chablis et clairières
 -  4.1.1. BK17 - Buissons des sites humides*
 -  4.1.3. BK17 - Buissons de sites frais (y inclus formations de genêts à balais)*
 -  4.1.8. BK17 - Buissons et broussailles de sites rudéraux et riches en azote*
 -  4.1.9. BK16 - Bosquets composés d'au moins 50 % d'espèces indigènes*
 -  5.1.2. 91D0 -Tourbières boisées*
 -  5.5.3. BK23 - Autre futaies mélangées de chêne*
 -  5.6.1. BK13 - Peuplements de feuillus et forêts pionnières (essences indigènes, adaptées à la station)*
 -  5.8.2. Peuplements de conifères
 -  6.2.1. Rue / Chemin / Place scellé(e)
 -  6.3.3. Petits bâtiments, hangars
 -  4.4.1. BK18 - Arbres isolés
 -  4.1.11. BK17 - Haies

CSDINGENIEURS+
INGÉNIEUX PAR NATURE

Information

SCREENING ENVIRONNEMENTAL
PROJET ÉOLIEN A LENTZWEILER


Echelle :  150m

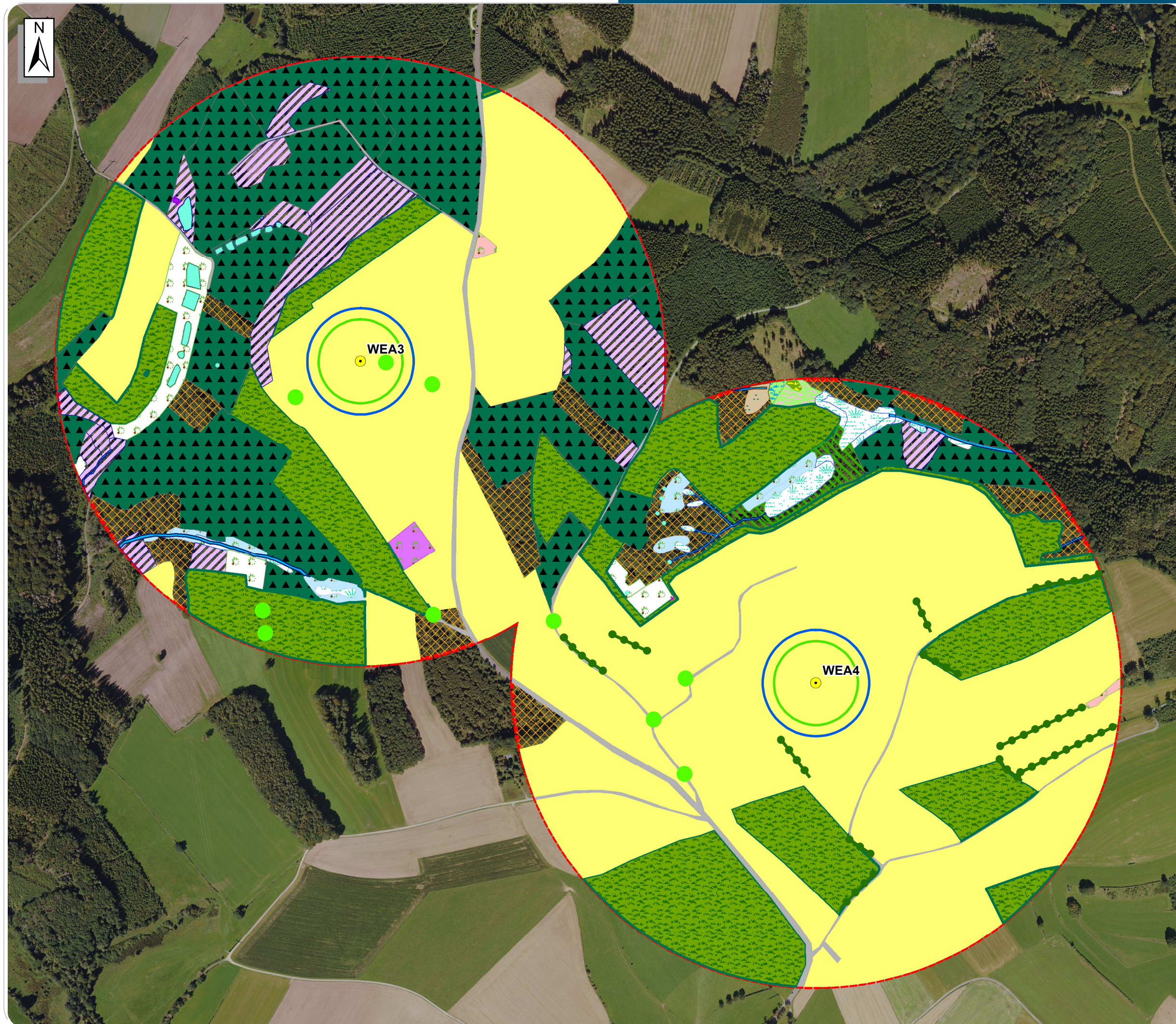
Date : Avril 2025

Références : LUX010209.01

Sources : Extraits des cartes topographiques 1:20 000,
Administration du cadastre et de la topographie
du Grand-Duché du Luxembourg, 2023

Auteur d'étude : **CSDINGENIEURS+**

Demandeur : 



- Eoliennes du projet
- Périmètre d'étude rapproché (rayon = 5 km)
- Périmètre d'étude lointain (rayon = 10 km)
- Limite communale
- Frontière nationale
- Zone forestière

Visibilité*

- Zone de visibilité partielle ou totale de l'éolienne en projet
- Zone de non-visibilité de l'éolienne en projet

* Modélisation pour une éolienne en projet d'une hauteur totale de 249,5 m

CSDINGENIEURS+
INGÉNIEURS PAR NATURE

Information

SCREENING ENVIRONNEMENTAL
PROJET EOLIEN A LENTZWEILER


Echelle : 0 3 km

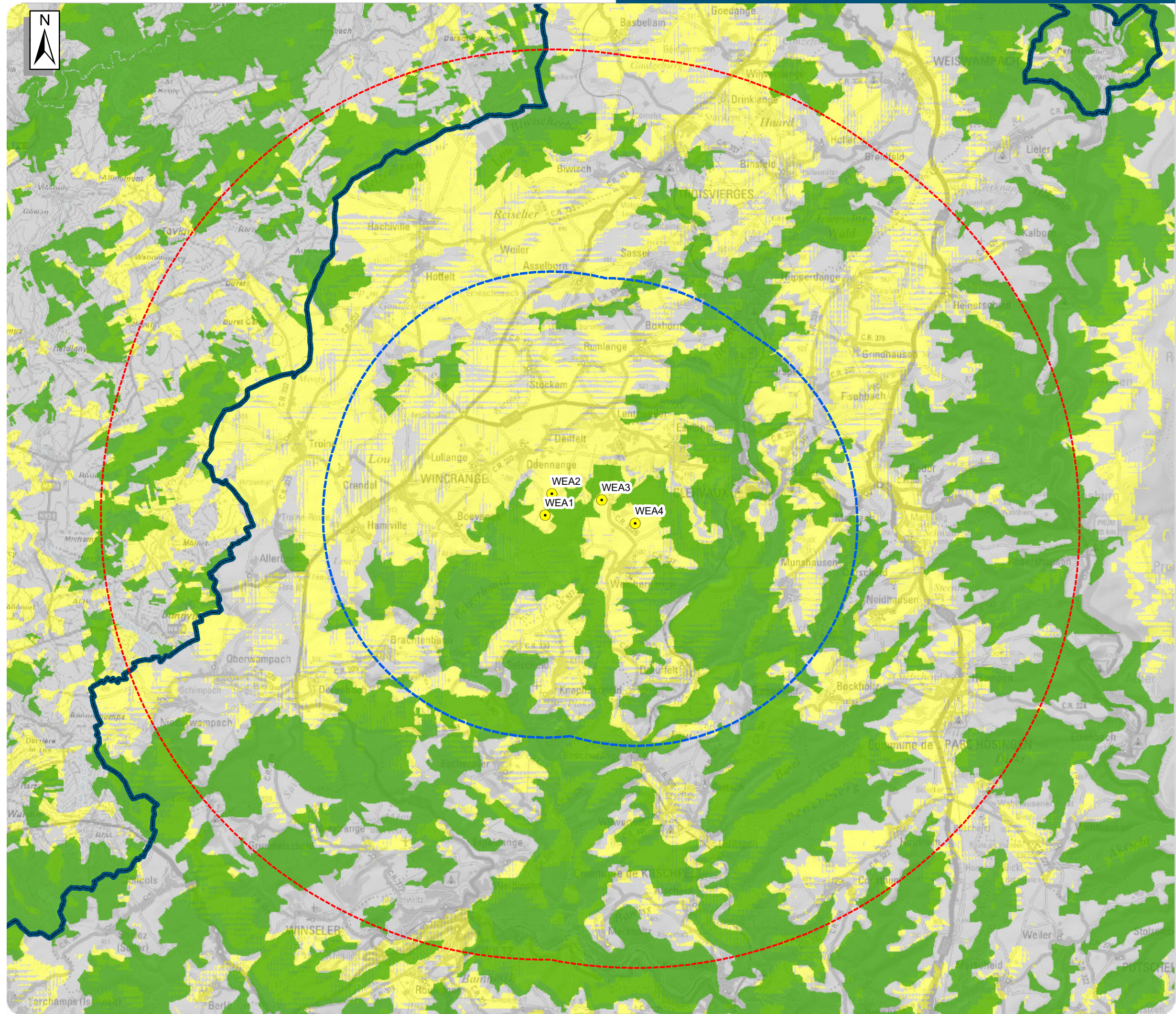
Date : avril 2025

Références : LUX010209.01

Sources : Extraits des cartes topographiques 1:20 000, occupation du sol, MNT, Administration du cadastre et de la topographie du Grand-Duché du Luxembourg, 2020
Analyse de visibilité, CSD Ingénieurs, 2025

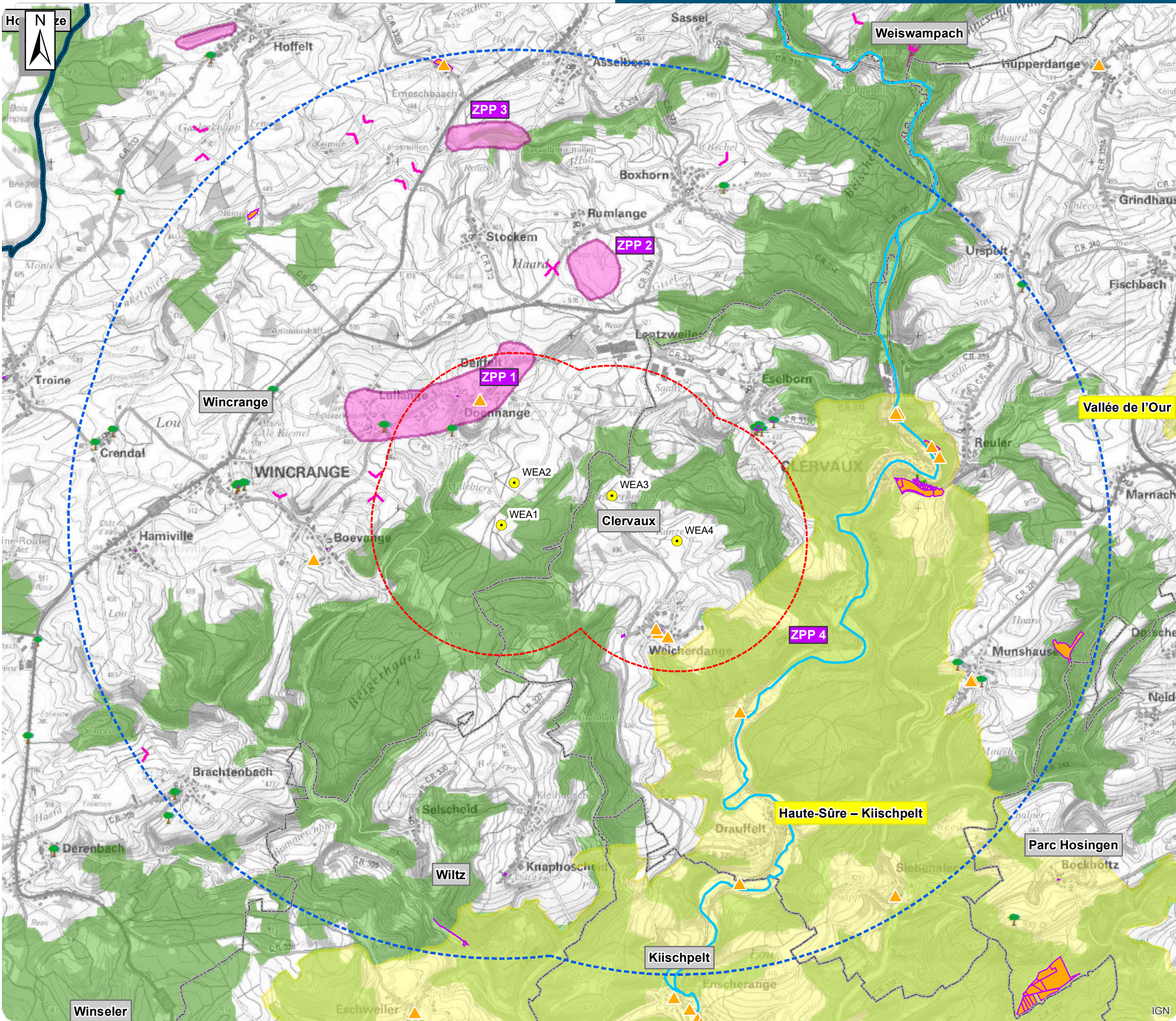
Auteur d'étude : **CSDINGENIEURS+**

Demandeur : 



Légende

- Eoliennes du projet
- Périmètre d'étude immédiat
Rayon = 1,5 km
- Périmètre d'étude rapproché
Rayon = 5 km
- Limite communale
- Frontière nationale
- Zone forestière
- Réseau hydrographique
- Paysage**
 - Zone de préservation des grands ensembles paysagers (Grand-Duché de Luxembourg)
 - Point de vue (tourisme)
 - Point de vue remarquable (PBEPT)
 - Ensemble de grande qualité paysagère (PBEPT)
- Patrimoine**
 - Monument classé "patrimoine culturel national" (Grand-Duché de Luxembourg)
 - Arbre ou groupe d'arbres remarquables



CSDINGENIEURS+
INGÉNIEURS PAR NATURE

Information

SCREENING ENVIRONNEMENTAL
PROJET EOLIEN A LENTZWEILER

Echelle : 0 1 Km

Date : avril 2025

Références : LUX010209.01

Sources :
Extraits des cartes touristiques 1:20 000, Gouvernement du GD de Luxembourg, 2025
Zones boisées, Administration du Cadastre et de la topographie, GD de Luxembourg, 2017
Grands ensembles paysagers, Gouvernement du GD de Luxembourg, 2013
Plan de Base Écologique et Paysager Transfrontalier Wallonie-Luxembourg, 2009
Monuments nationaux et inventaire supplémentaire, Service des sites et monuments nationaux du GD de Luxembourg, 2025
Arbres remarquables, ANF, 2025

Auteur d'étude : **CSDINGENIEURS+**

Demandeur : **PW 34**

Légende

● Eoliennes du projet
(E175 6,0 MW TES)

● Eoliennes existantes

⊕ Récepteurs

Limites administratives

□ Limite communale

xxx Commune

Infrastructures

Réseau routier

— Nationale (N)

— Chemins Repris (CR)

Niveau de bruit à l'immission

> 52 dB(A)
47-52 dB(A)
42-47 dB(A)
37-42 dB(A)
32-37 dB(A)
30-32 dB(A)

Remarque :
Les niveaux d'immissions présentés graphiquement
n'intègrent pas les incertitudes Sg applicables
aux points d'immissions

CSDINGENIEURS+
INGÉNIEURS PAR NATURE

Information

SCREENING ENVIRONNEMENTAL PROJET EOLIEN A LENTZWEILER

Echelle : 0 600 m

Date : avril 2025

Références : LUX0100209.01

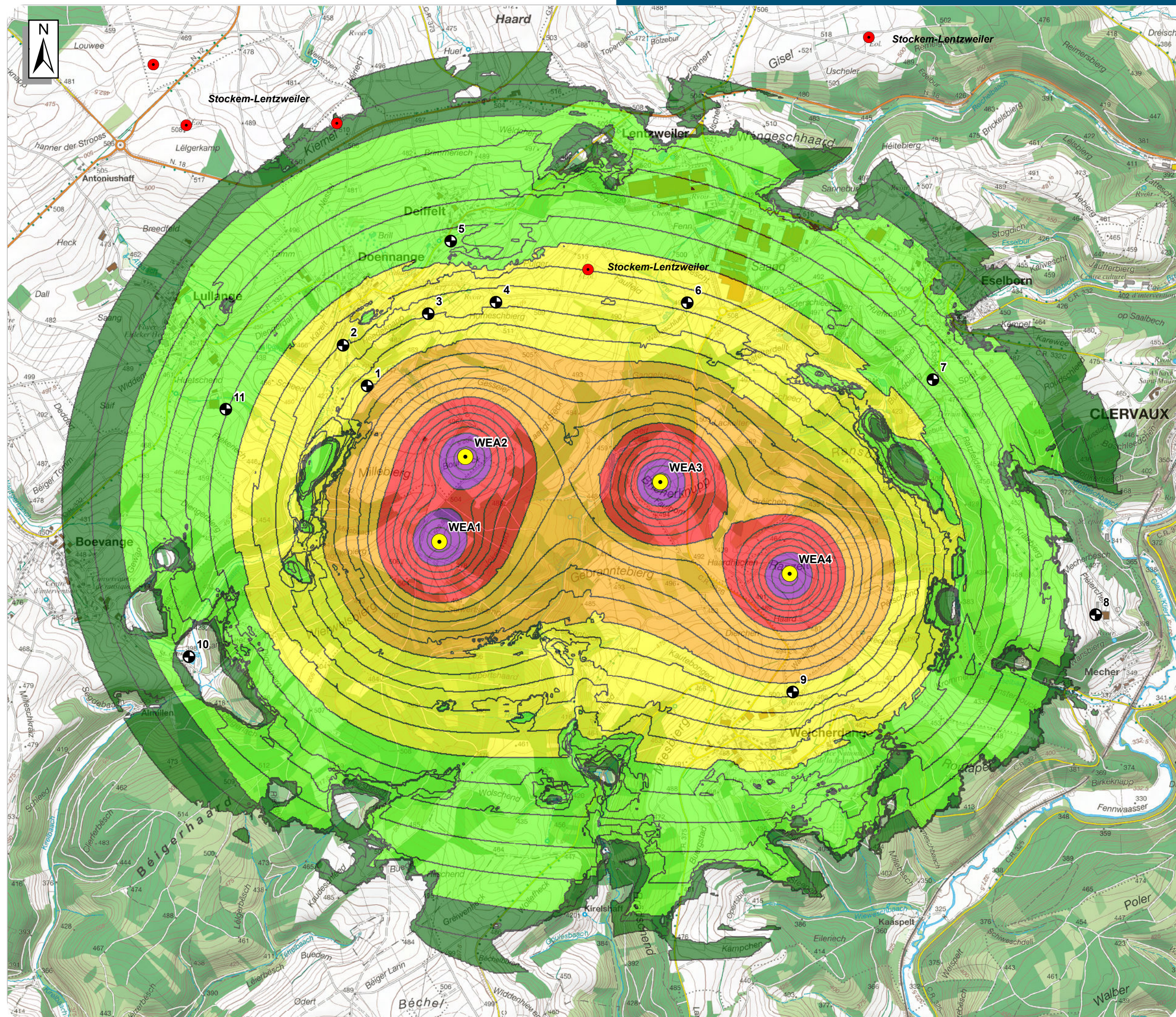
Sources : Extraits des cartes topographiques 1:35 000,
Administration du cadastre et de la topographie
du Grand-Duché du Luxembourg, 2023.
Modélisation acoustique CSD Ingénieurs, 2023

Auteur d'étude : **CSDINGENIEURS+**

Demandeur :

PW 34

5a : Immissions sonores - Enercon E175 EP5 6,0 MW TES - V_{10m}, 6m/s



Légende

- Eoliennes du projet (E175 6,0 MW TES)
- Eoliennes existantes

- ⊕ Récepteurs

Limites administratives

- Limite communale
- xxx Commune

Infrastructures

Réseau routier

- Nationale (N)
- Chemins Repris (CR)

Niveau de bruit à l'immission

- > 52 dB(A)
- 47-52 dB(A)
- 42-47 dB(A)
- 37-42 dB(A)
- 32-37 dB(A)
- 30-32 dB(A)

Remarque :
Les niveaux d'immissions présentés graphiquement n'intègrent pas les incertitudes Sg applicables aux points d'immissions

CSDINGENIEURS+
INGÉNIEURS PAR NATURE

Information

SCREENING ENVIRONNEMENTAL PROJET EOLIEN A LENTZWEILER

Echelle : 0 600 m

Date : avril 2025

Références : LUX0100209.01

Sources : Extraits des cartes topographiques 1:35 000,
Administration du cadastre et de la topographie
du Grand-Duché du Luxembourg, 2023.
Modélisation acoustique CSD Ingénieurs, 2023

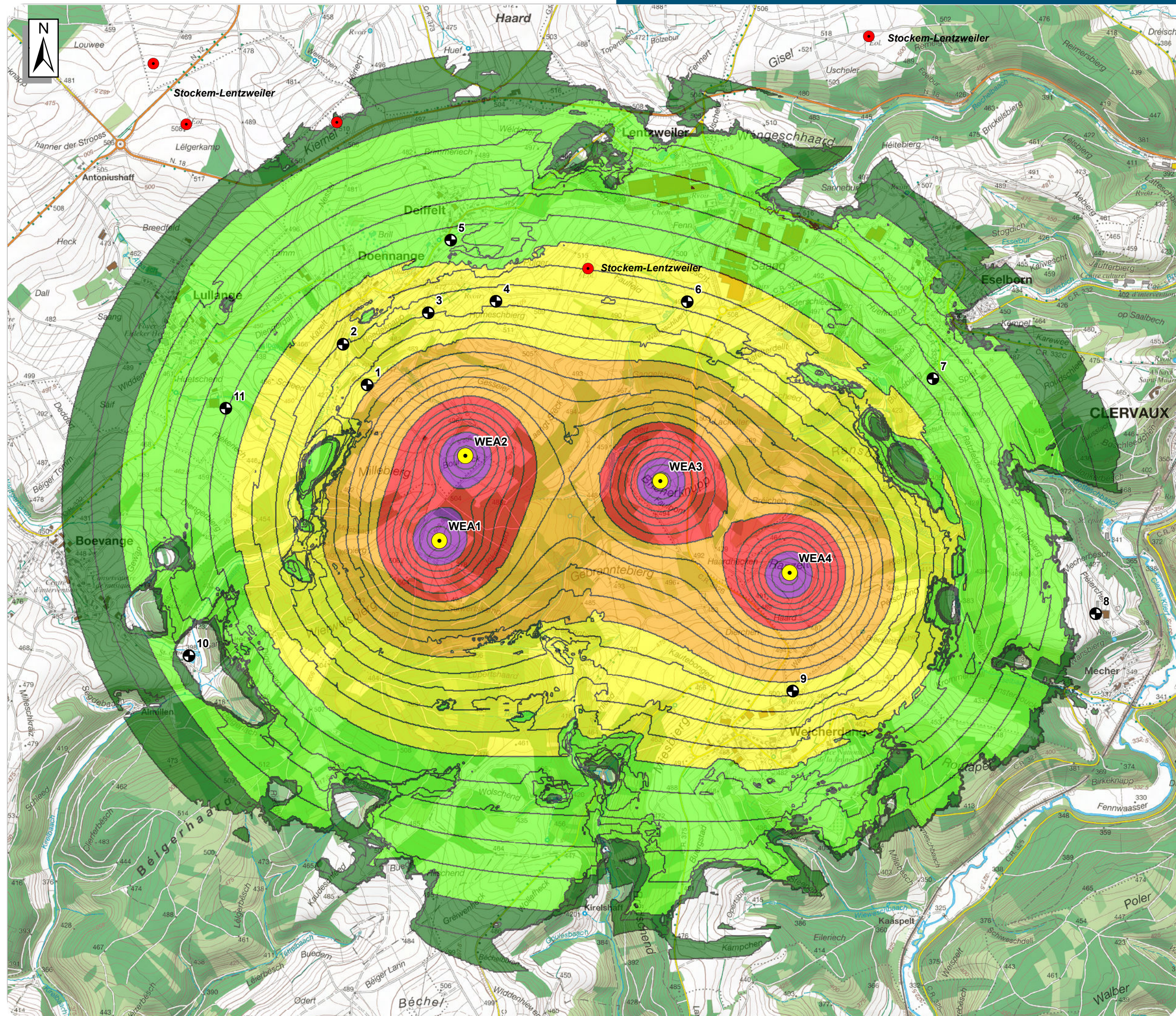
Auteur d'étude : **CSDINGENIEURS+**

Demandeur :

PW 34



5b : Immissions sonores - Enercon E175 EP5 6,0 MW TES - Pmax



Légende

- Eoliennes du projet
(E138 4,26 MW TES)
- Eoliennes existantes

- Récepteurs

Limites administratives

- Limite communale
- Commune

Infrastructures

Réseau routier

- Nationale (N)
- Chemins Repris (CR)

Niveau de bruit à l'immission

- > 52 dB(A)
- 47-52 dB(A)
- 42-47 dB(A)
- 37-42 dB(A)
- 32-37 dB(A)
- 30-32 dB(A)

Remarque :
Les niveaux d'immissions présentés graphiquement
n'intègrent pas les incertitudes Sg applicables
aux points d'immissions

CSDINGENIEURS+
INGÉNIEURS PAR NATURE

Information

SCREENING ENVIRONNEMENTAL PROJET EOLIEN A LENTZWEILER

Echelle : 0 600 m

Date : avril 2025

Références : LUX0100209.01

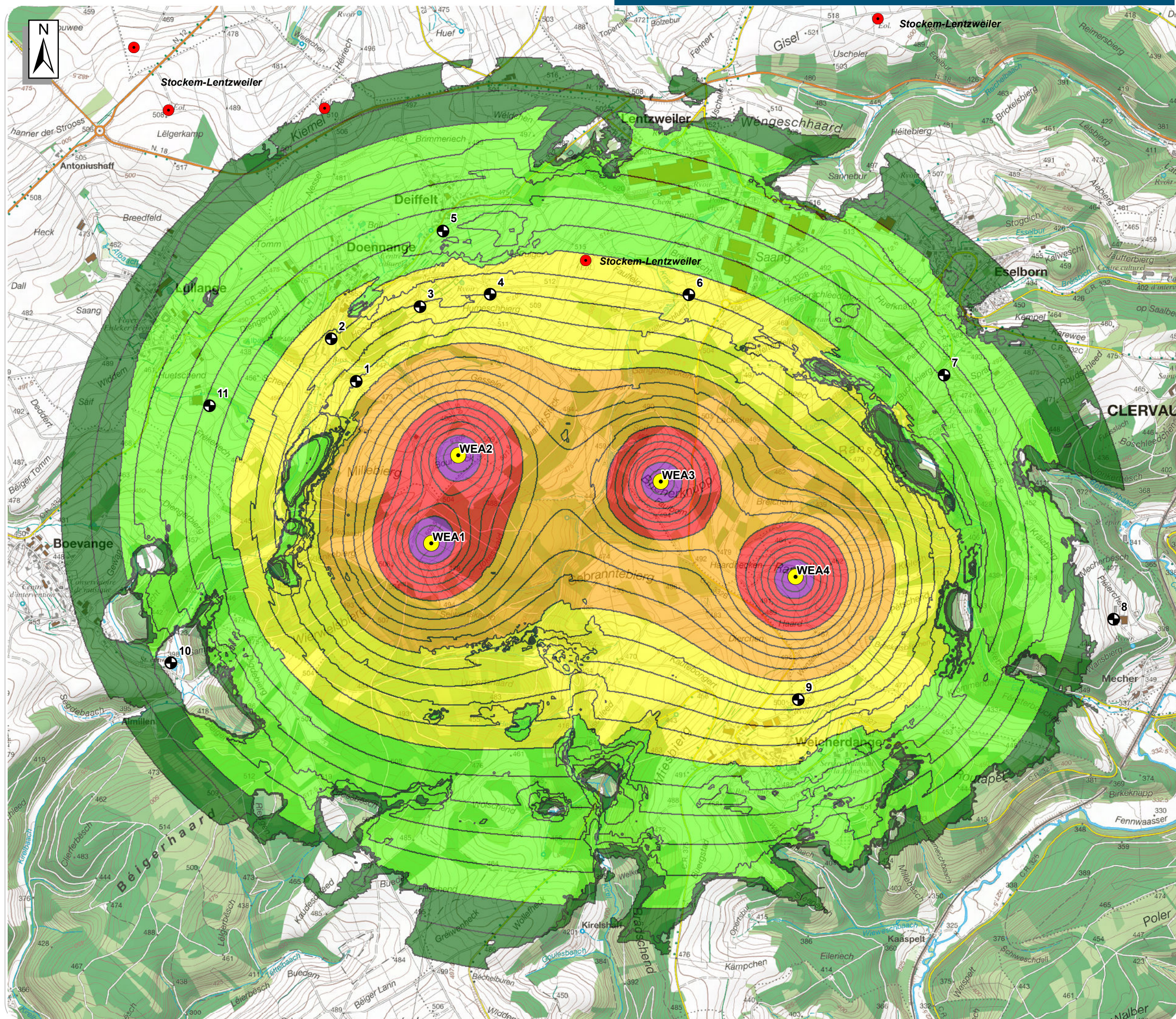
Sources : Extraits des cartes topographiques 1:35 000,
Administration du cadastre et de la topographie
du Grand-Duché du Luxembourg, 2023.
Modélisation acoustique CSD Ingénieurs, 2023

Auteur d'étude : **CSDINGENIEURS+**

Demandeur :

PW 34

5c : Immissions sonores - Enercon E138 EP3 E3 4,26 MW TES - V_{10m}, 6m/s



Légende

● Eoliennes du projet
(E138 4,26 MW TES)

● Eoliennes existantes

⊕ Récepteurs

Limites administratives

□ Limite communale

xxx Commune

Infrastructures

Réseau routier

— Nationale (N)

— Chemins Repris (CR)

Niveau de bruit à l'immission

> 52 dB(A)
47-52 dB(A)
42-47 dB(A)
37-42 dB(A)
32-37 dB(A)
30-32 dB(A)

Remarque :
Les niveaux d'immissions présentés graphiquement
n'intègrent pas les incertitudes Sg applicables
aux points d'immissions

CSDINGENIEURS+
INGÉNIEURS PAR NATURE

Information

SCREENING ENVIRONNEMENTAL PROJET EOLIEN A LENTZWEILER

Echelle : 0 600 m

Date : avril 2025

Références : LUX0100209.01

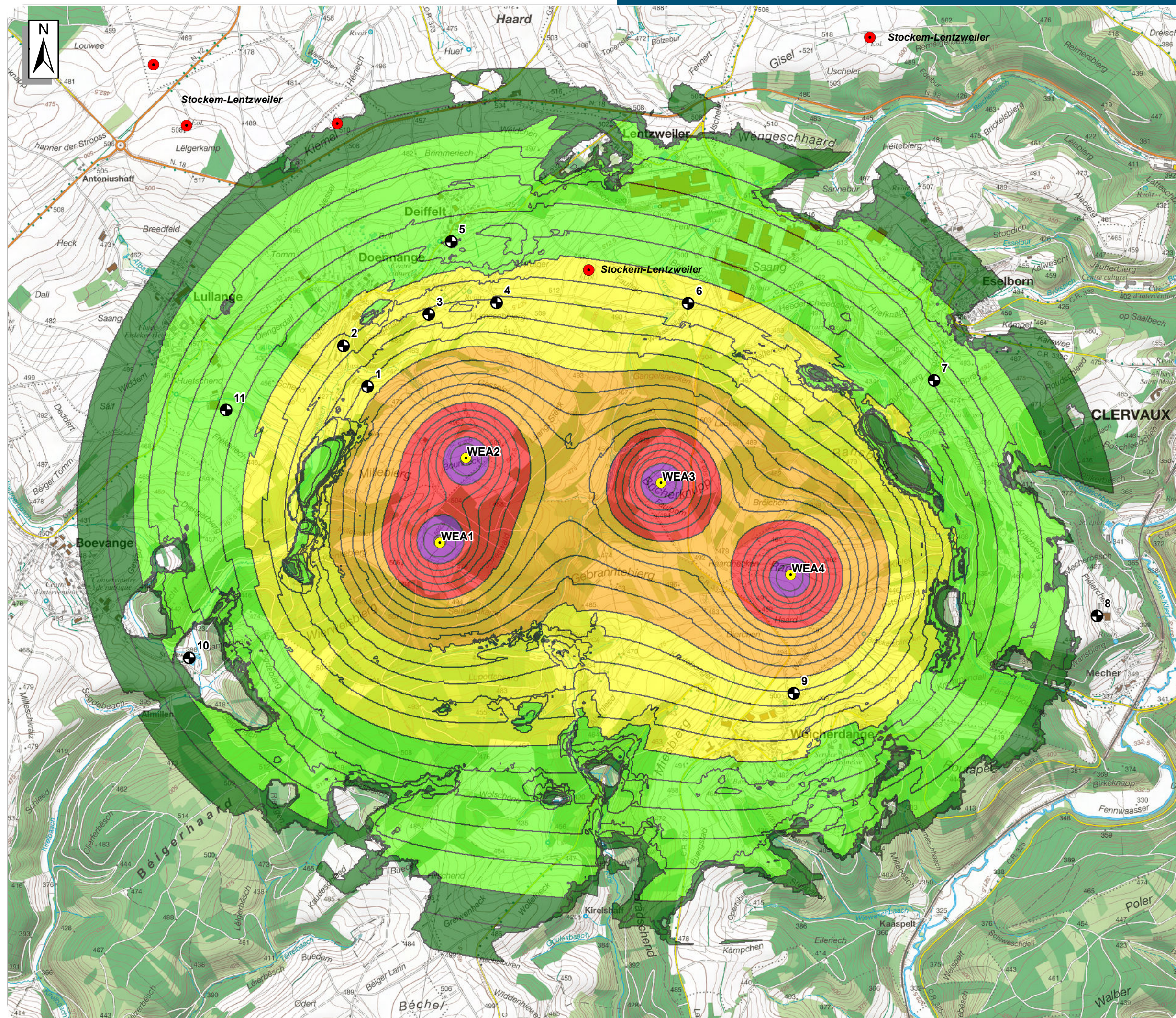
Sources : Extraits des cartes topographiques 1:35 000,
Administration du cadastre et de la topographie
du Grand-Duché du Luxembourg, 2023.
Modélisation acoustique CSD Ingénieurs, 2023

Auteur d'étude : **CSDINGENIEURS+**

Demandeur :

PW 34

5d : Immissions sonores - Enercon E138 EP3 E3 4,26 MW TES - Pmax



Légende

- Eoliennes du projet (E175 6,0 MW TES)
- Eoliennes existantes

- Récepteurs

Limites administratives

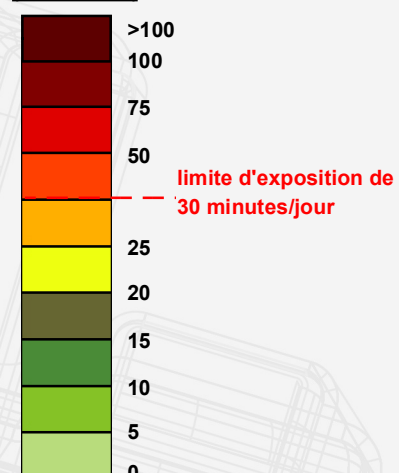
- Limite communale
- Commune

Infrastructures

Réseau routier

- Nationale (N)
- Chemins Repris (CR)

Durée journalière d'exposition à l'ombre (en minutes)



CSDINGENIEURS+
INGÉNIEURS PAR NATURE

Information

SCREENING ENVIRONNEMENTAL PROJET EOLIEN A LENTZWEILER

Echelle : 0 650 m

Date : avril 2025

Références : LUX010209.01

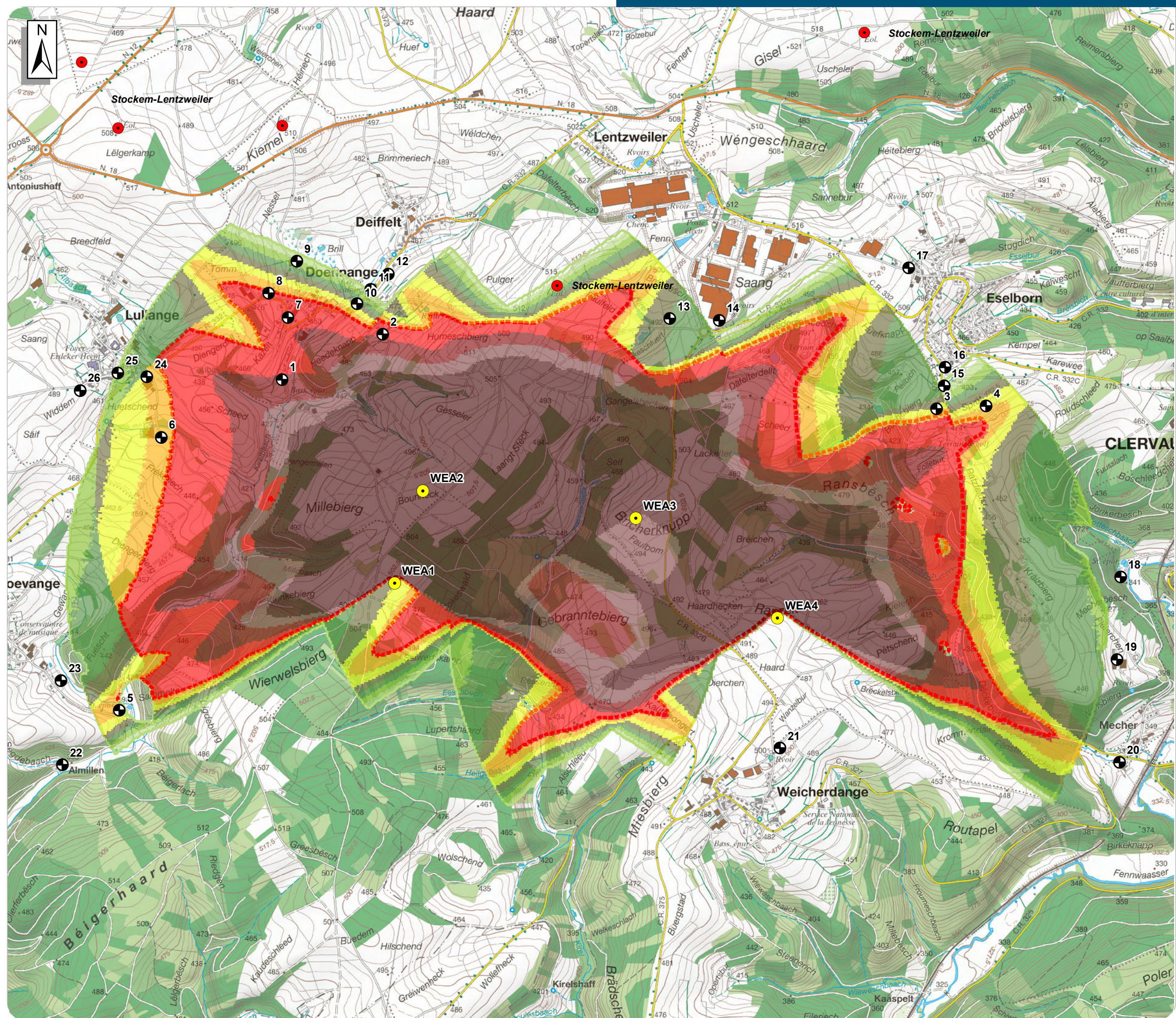
Sources : Extraits des cartes topographiques 1:35 000, Administration du cadastre et de la topographie du Grand-Duché du Luxembourg, 2023. Modélisation ombrage CSD Ingénieurs, 2023

Auteur d'étude : **CSDINGENIEURS+**

Demandeur :



6b : Ombrage annuel - Enercon E175 EP5 6,0 MW TES - Worst case



Légende

● Eoliennes du projet
(E175 6,0 MW TES)

● Eoliennes existantes

⊕ Récepteurs

Limites administratives

□ Limite communale

xxx Commune

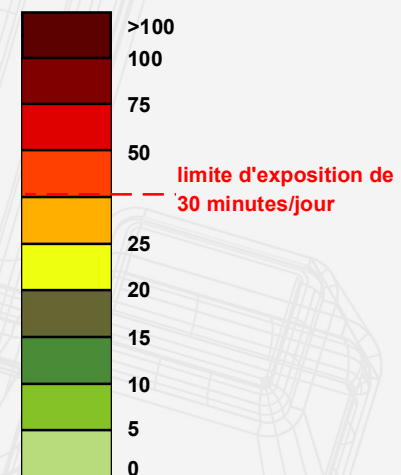
Infrastructures

Réseau routier

— Nationale (N)

— Chemins Repris (CR)

Durée journalière d'exposition à l'ombre (en minutes)



CSDINGENIEURS+
INGÉNIEUX PAR NATURE

Information

SCREENING ENVIRONNEMENTAL PROJET EOLIEN A LENTZWEILER

Echelle : 0 650 m

Date : avril 2025

Références : LUX010209.01

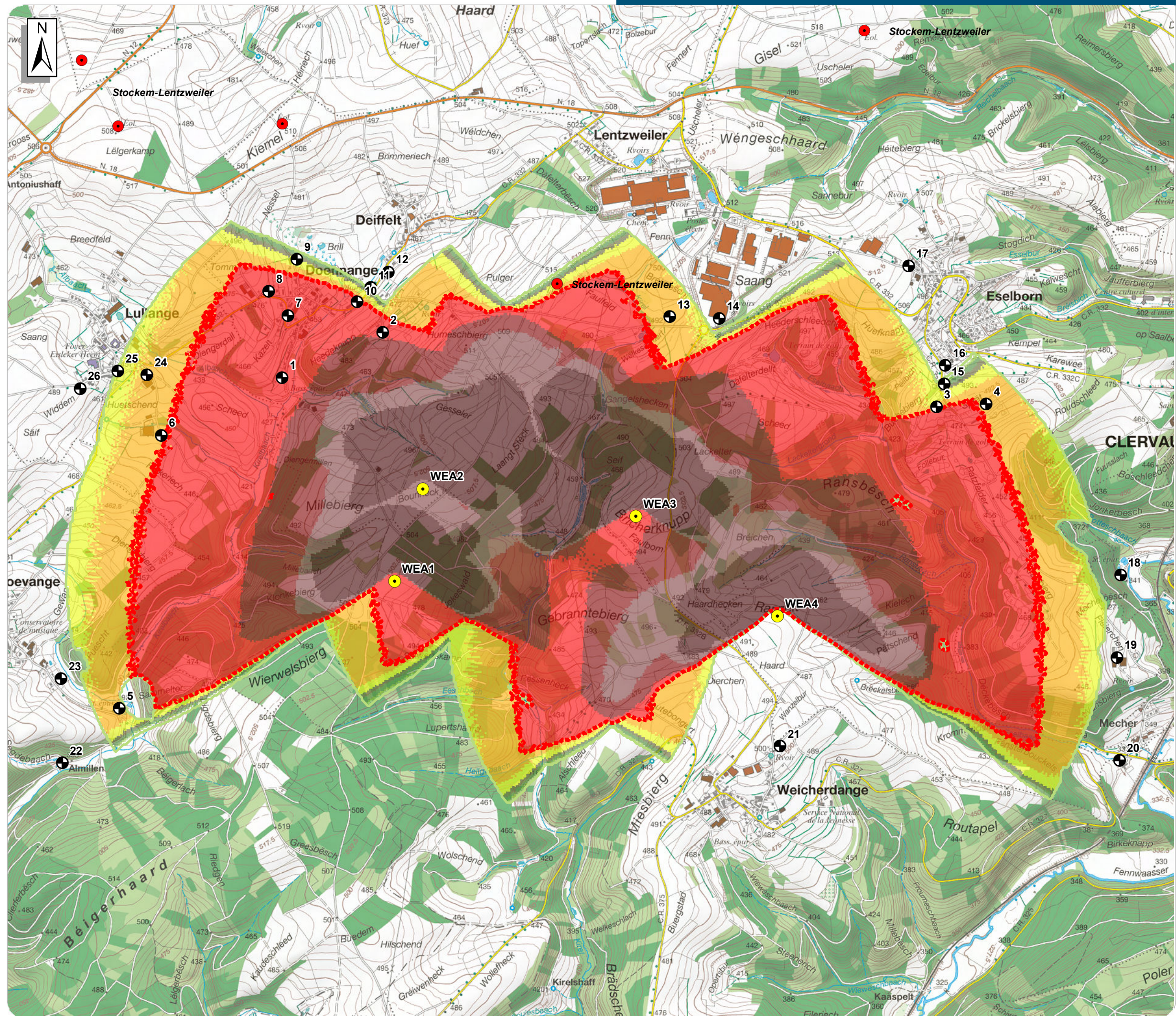
Sources : Extraits des cartes topographiques 1:35 000,
Administration du cadastre et de la topographie
du Grand-Duché du Luxembourg, 2023.
Modélisation ombrage CSD Ingénieurs, 2023

Auteur d'étude : **CSDINGENIEURS+**

Demandeur :



6b : Ombrage journalier - Enercon E175 EP5 6,0 MW TES - Worst case



Légende

● Eoliennes du projet
(E175 6,0 MW TES)

● Eoliennes existantes

⊕ Récepteurs

Limites administratives

□ Limite communale

xxx Commune

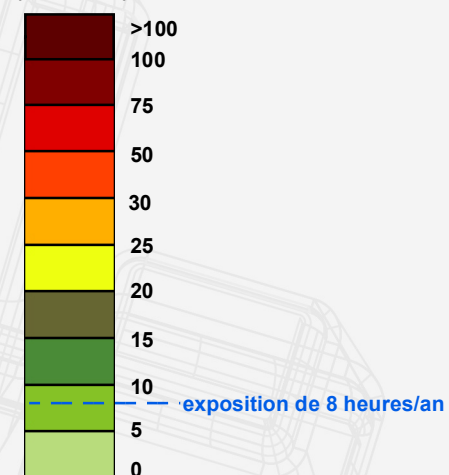
Infrastructures

Réseau routier

— Nationale (N)

— Chemins Repris (CR)

Durée annuelle d'exposition à l'ombre (en heures)



CSDINGENIEURS+
INGÉNIEUX PAR NATURE

Information

SCREENING ENVIRONNEMENTAL PROJET EOLIEN A LENTZWEILER

Echelle : 0 650 m

Date : avril 2025

Références : LUX010209.01

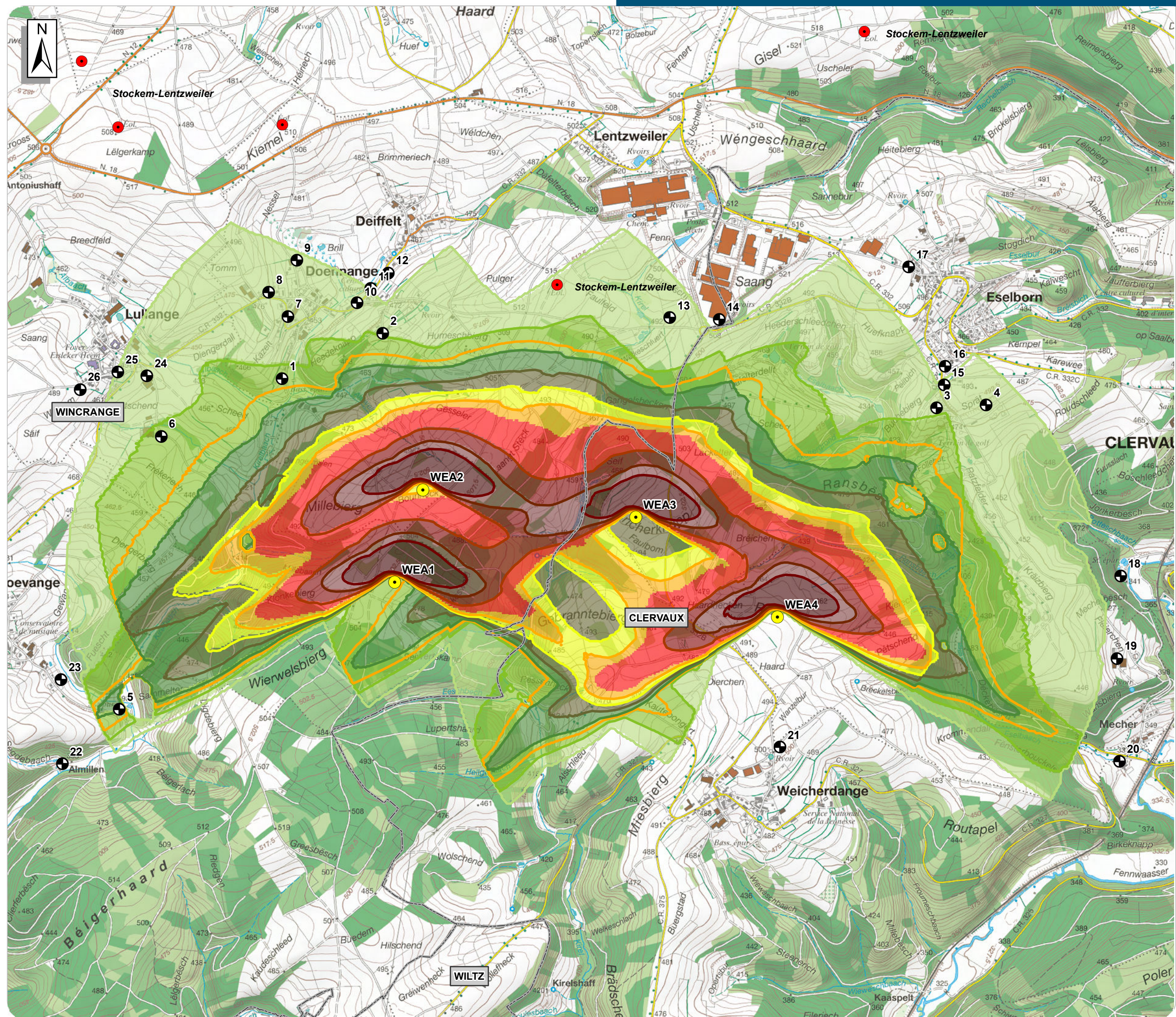
Sources : Extraits des cartes topographiques 1:35 000,
Administration du cadastre et de la topographie
du Grand-Duché du Luxembourg, 2023.
Modélisation ombrage CSD Ingénieurs, 2023

Auteur d'étude : **CSDINGENIEURS+**

Demandeur :



6c : Ombrage annuel - Enercon E175 EP5 6,0 MW TES - Probable



Légende

● Eoliennes du projet
(E138 4,26 MW TES)

● Eoliennes existante

⊕ Récepteurs

Limites administratives

□ Limite communale

xxx Commune

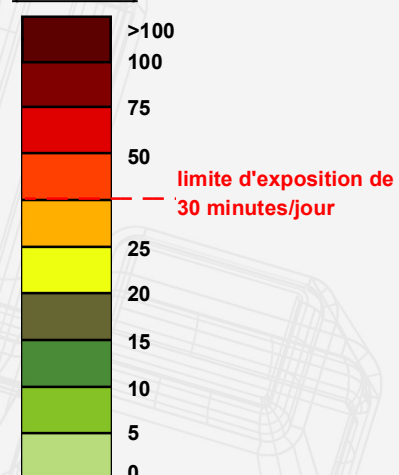
Infrastructures

Réseau routier

— Nationale (N)

— Chemins Repris (CR)

Durée journalière d'exposition à l'ombre
(en minutes)



CSDINGENIEURS+
INGÉNIEUX PAR NATURE

Information

SCREENING ENVIRONNEMENTAL
PROJET EOLIEN A LENTZWEILER

Echelle : 0 650 m

Date : avril 2025

Références : LUX010209.01

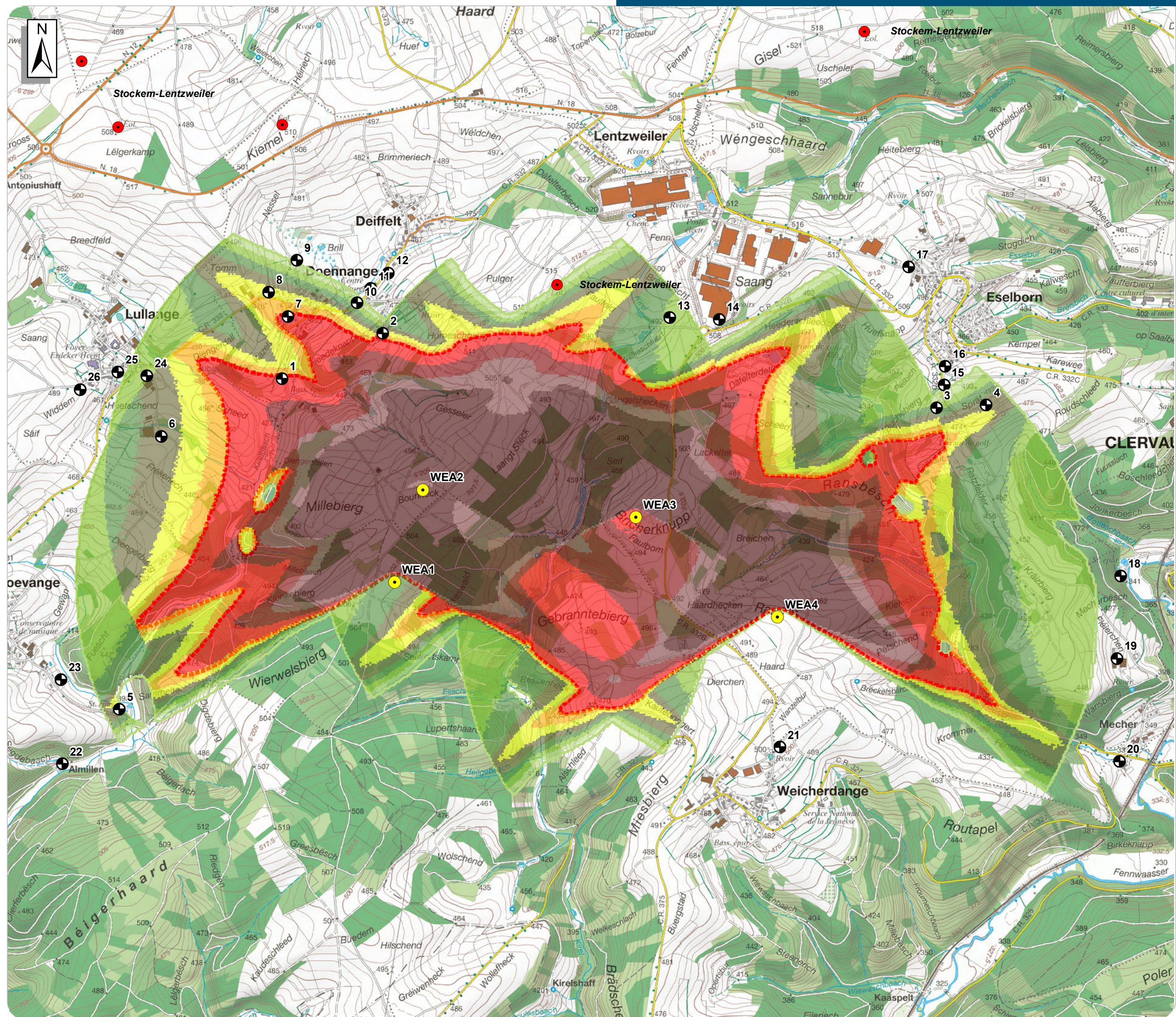
Sources : Extraits des cartes topographiques 1:35 000,
Administration du cadastre et de la topographie
du Grand-Duché du Luxembourg, 2023.
Modélisation ombrage CSD Ingénieurs, 2023

Auteur d'étude : **CSDINGENIEURS+**

Demandeur :



6d : Ombrage annuel - Enercon E138 EP3 E3 4,26 MW TES - Worst case



Légende

● Eoliennes du projet
(E138 4,26 MW TES)

● Eoliennes existantes

⊕ Récepteurs

Limites administratives

□ Limite communale

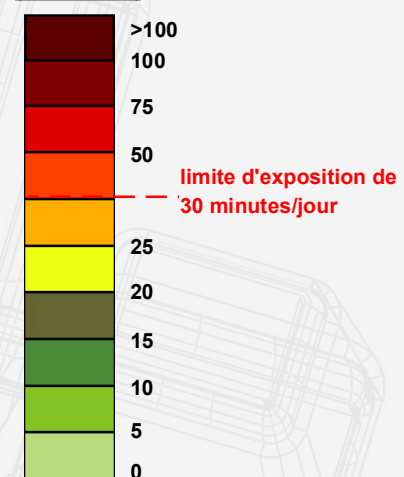
xxx Commune

Infrastructures

Réseau routier

— Nationale (N)

— Chemins Repris (CR)

Durée journalière d'exposition à l'ombre
(en minutes)

CSDINGENIEURS+
INGÉNIEURS PAR NATURE

Information

SCREENING ENVIRONNEMENTAL
PROJET EOLIEN A LENTZWEILER

Echelle : 0 650 m

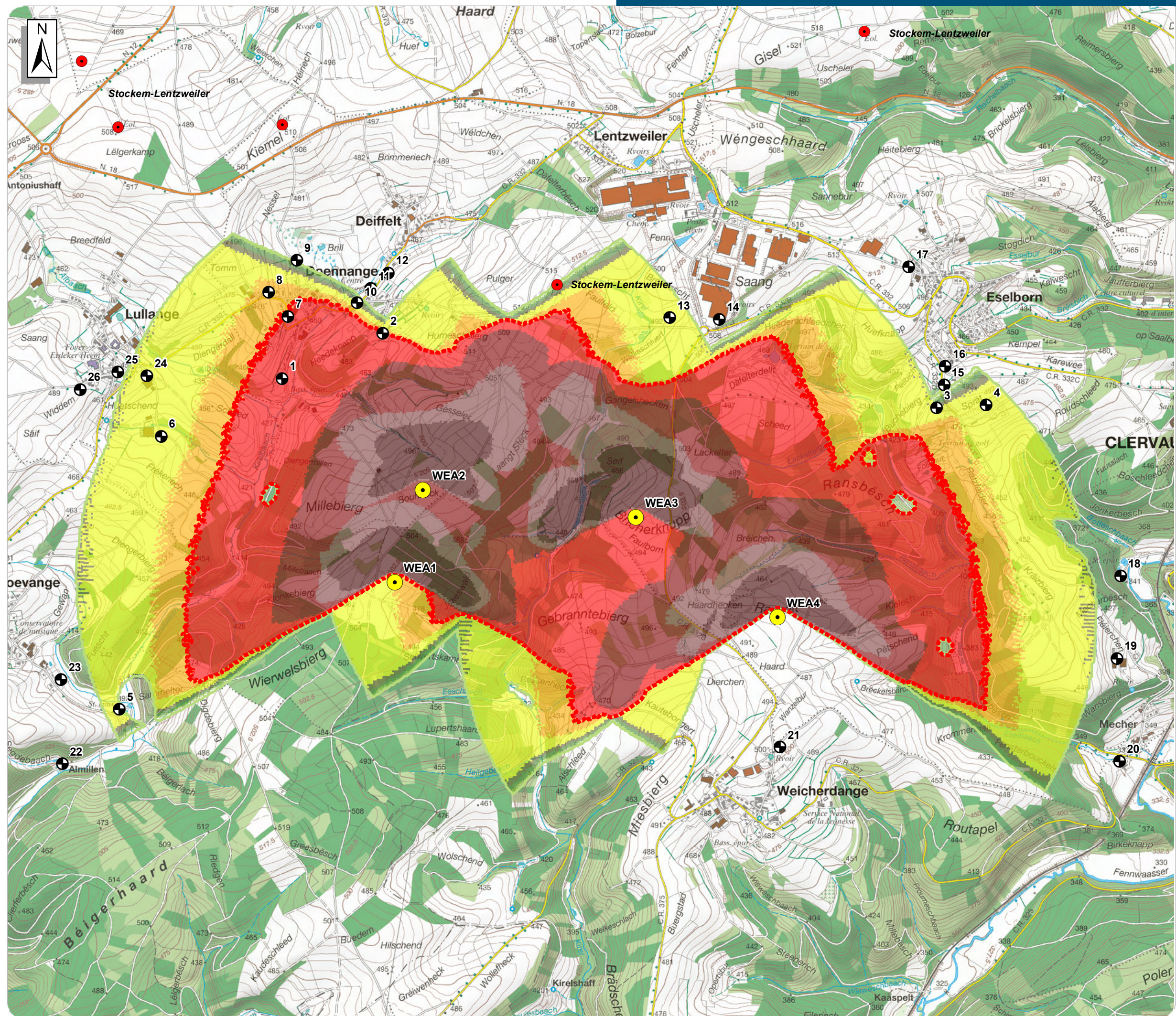
Date : avril 2025

Références : LUX010137

Sources : Extraits des cartes topographiques 1:35 000,
Administration du cadastre et de la topographie
du Grand-Duché du Luxembourg, 2023.
Modélisation ombrage CSD Ingénieurs, 2023

Auteur d'étude : **CSDINGENIEURS+**

Demandeur :



Légende

● Eoliennes du projet
(E138 4,26 MW TES)

● Eoliennes existantes

● Récepteurs

Limites administratives

□ Limite communale

xxx Commune

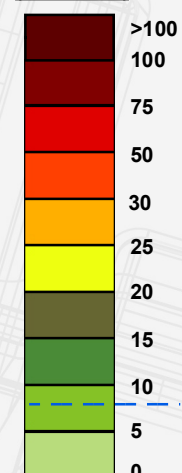
Infrastructures

Réseau routier

— Nationale (N)

— Chemins Repris (CR)

Durée annuelle d'exposition à l'ombre
(en heures)



— exposition de 8 heures/an

CSDINGENIEURS+
INGÉNIEUX PAR NATURE

Information

SCREENING ENVIRONNEMENTAL PROJET EOLIEN A LENTZWEILER

Echelle : 0 650 m

Date : avril 2025

Références : LUX010209.01

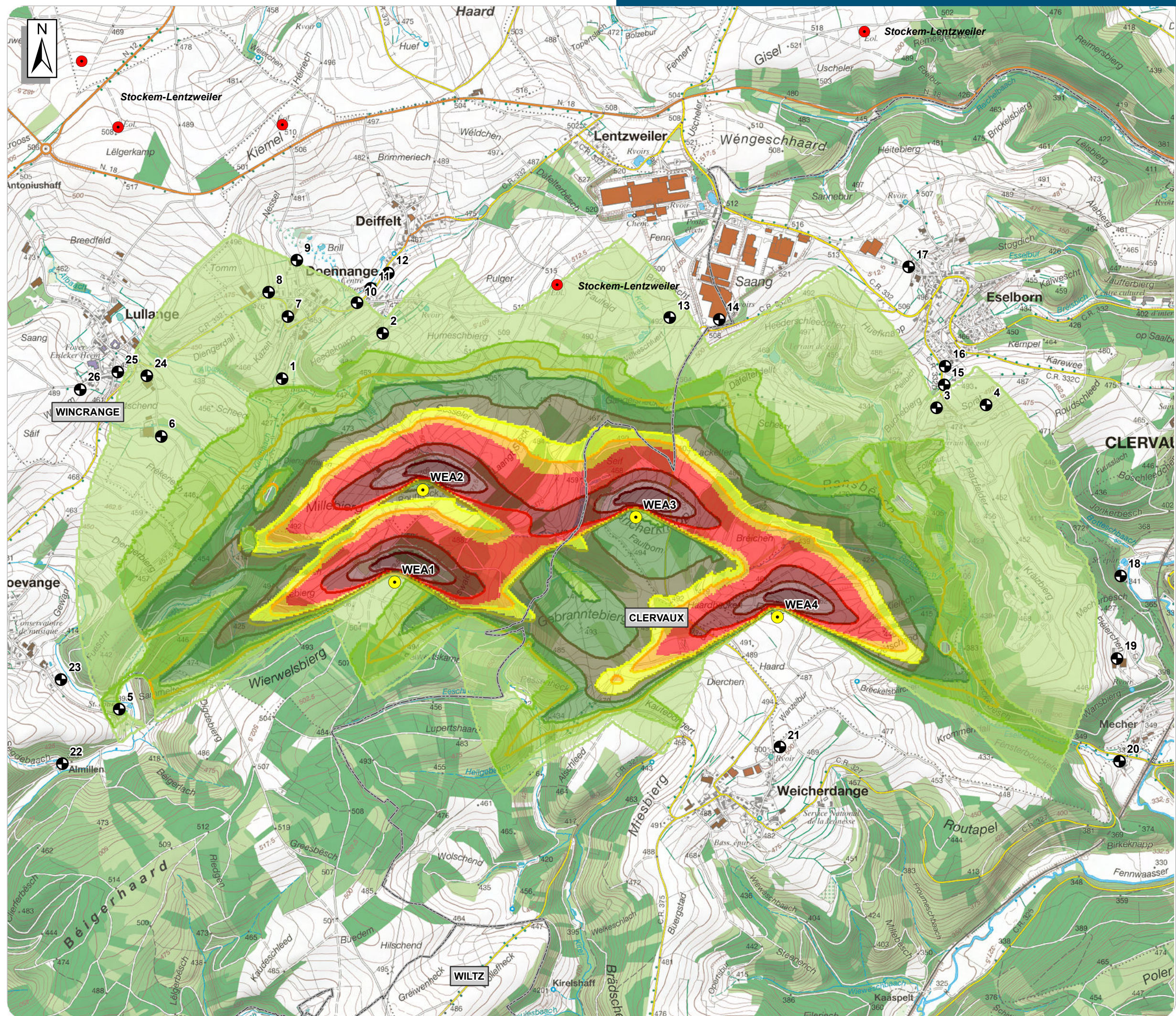
Sources : Extraits des cartes topographiques 1:35 000,
Administration du cadastre et de la topographie
du Grand-Duché du Luxembourg, 2023.
Modélisation ombrage CSD Ingénieurs, 2023

Auteur d'étude : **CSDINGENIEURS+**

Demandeur :



6f : Ombrage annuel - Enercon E138 EP3 E3 4,26 MW TES - Probable



Annexe B Fiches techniques du constructeur

Technische Beschreibung

ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3

Herausgeber

ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: <http://www.enercon.de>
Geschäftsführer: Dr. Jürgen Zeschky, Dr. Martin Prillmann, Dr. Michael Jaxy
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

Urheberrechtshinweis

Die Inhalte dieses Dokuments sind urheberrechtlich sowie hinsichtlich der sonstigen geistigen Eigentumsrechte durch nationale und internationale Gesetze und Verträge geschützt. Die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments liegen bei der ENERCON GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

Die ENERCON GmbH räumt dem Verwender das Recht ein, zu Informationszwecken für den eigenen, rein unternehmensinternen Gebrauch Kopien und Abschriften dieses Dokuments zu erstellen; weitergehende Nutzungsrechte werden dem Verwender durch die Bereitstellung dieses Dokuments nicht eingeräumt. Jegliche sonstige Vervielfältigung, Veränderung, Verbreitung, Veröffentlichung, Weitergabe, Überlassung an Dritte und/oder Verwertung der Inhalte dieses Dokuments ist – auch auszugsweise – ohne vorherige, ausdrückliche und schriftliche Zustimmung der ENERCON GmbH untersagt, sofern und soweit nicht zwingende gesetzliche Vorschriften ein Solches gestatten.

Dem Verwender ist es untersagt, für das in diesem Dokument wiedergegebene Know-how oder Teile davon gewerbliche Schutzrechte gleich welcher Art anzumelden.

Sofern und soweit die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments nicht bei der ENERCON GmbH liegen, hat der Verwender die Nutzungsbestimmungen des jeweiligen Rechteinhabers zu beachten.

Geschützte Marken

Alle in diesem Dokument ggf. genannten Marken- und Warenzeichen sind geistiges Eigentum der jeweiligen eingetragenen Inhaber; die Bestimmungen des anwendbaren Kennzeichen- und Markenrechts gelten uneingeschränkt.

Änderungsvorbehalt

Die ENERCON GmbH behält sich vor, dieses Dokument und den darin beschriebenen Gegenstand jederzeit ohne Vorankündigung zu ändern, insbesondere zu verbessern und zu erweitern, sofern und soweit vertragliche Vereinbarungen oder gesetzliche Vorgaben dem nicht entgegenstehen.

Dokumentinformation

Dokument-ID	D1018637/6.0-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2023-12-19	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

Mitgeltende Dokumente

Der aufgeführte Dokumenttitel ist der Titel des Sprachoriginals, ggf. ergänzt um eine Übersetzung dieses Titels in Klammern. Die Titel von übergeordneten Normen und Richtlinien werden im Sprachoriginal oder in der englischen Übersetzung angegeben. Die Dokument-ID bezeichnet stets das Sprachoriginal. Enthält die Dokument-ID keinen Revisionsstand, gilt der jeweils neueste Revisionsstand des Dokuments. Diese Liste enthält ggf. Dokumente zu optionalen Komponenten.

Dokument-ID	Dokument
D1018642	Technische Daten ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3

Inhaltsverzeichnis

1	Produktübersicht	6
2	Komponenten	8
2.1	Rotorblätter	8
2.2	Gondel	9
2.2.1	Ringgenerator	9
2.3	Turm	9
3	Netzeinspeisesystem	11
4	Sicherheitssystem	14
4.1	Sicherheitseinrichtungen	14
4.2	Sensorsystem	14
5	Steuerung	17
5.1	Windnachführung	17
5.2	Rotorblattverstellung	17
5.3	Start der Windenergieanlage	18
5.3.1	Startvorbereitung	18
5.3.2	Windmessung und Ausrichtung der Gondel	18
5.3.3	Erregung des Generators	19
5.3.4	Leistungseinspeisung	19
5.4	Betriebsarten	20
5.4.1	Volllastbetrieb	20
5.4.2	Teillastbetrieb	20
5.4.3	Trudelbetrieb	20
5.5	Sicheres Anhalten der Windenergieanlage	21
6	Fernüberwachung	22
7	Wartung	23

Abkürzungsverzeichnis

FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System (Flexibles Wechselstrom-Übertragungssystem)
FT	FACTS Transmission (elektrische Konfiguration mit FACTS-Eigenschaften)
FTQ	FACTS Transmission mit Option Q+ (elektrische Konfiguration mit erweitertem Blindleistungsstellbereich)
FTQS	FACTS Transmission mit Option Q+ und STATCOM-Option (elektrische Konfiguration mit erweitertem Blindleistungsstellbereich und STATCOM-Option)
FTS	FACTS Transmission mit STATCOM-Option (elektrische Konfiguration mit STATCOM-Option)
GFK	Glasfaserverstärkter Kunststoff
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (überwachende Steuerung und Datenerfassung)
STATCOM	Static compensator (statischer Kompensator)

1 Produktübersicht



Abb. 1: Produktübersicht

Die Windenergieanlage erzeugt elektrische Energie aus Wind. Der anströmende Wind bewirkt, dass der Rotor sich im Uhrzeigersinn dreht. Die Drehbewegung wird in elektrische Energie umgewandelt. Die Windenergieanlage arbeitet automatisch.

Die Windenergieanlage besteht im Wesentlichen aus dem Turm, aus der drehbaren Gondel mit verstellbaren Rotorblättern und aus elektrischen Komponenten zur Erzeugung und Aufbereitung der elektrischen Energie.

Getriebelos

Das Antriebssystem der Windenergieanlage besteht aus wenigen drehenden Bauteilen. Die Rotornabe und der Rotor des Generators sind ohne Getriebe als feste Einheit miteinander verbunden. Dadurch verringert sich die mechanische Belastung und die technische Lebensdauer wird erhöht. Der Wartungs- und Serviceaufwand wird verringert und die Betriebskosten sinken. Da das Getriebe und andere schnelldrehende Teile entfallen, werden die Energieverluste zwischen Rotor und Generator und die Geräuschemissionen verringert.

Aktive Rotorblattverstellung

Die aktive Rotorblattverstellung begrenzt die Drehzahl des Rotors und die dem Wind entnommene Leistung. Somit wird die maximale Leistung der Windenergieanlage auch kurzfristig exakt auf Nennleistung begrenzt. Durch Verstellen der Rotorblätter in Fahnenstellung wird der Rotor angehalten, ohne dass der Antriebsstrang durch den Einsatz einer mechanischen Bremse belastet wird. Die Energieversorgung für eine Notverstellung der Rotorblätter befindet sich in den Blattverstellschränken.

Indirekte Netzkopplung

Die vom Generator erzeugte elektrische Leistung wird über einen Vollumrichter in das Stromnetz eingespeist. Durch den Vollumrichter wird der Generator vom Netz entkoppelt und die elektrischen Eigenschaften des Generators sind für das Verhalten der Windenergieanlage am Stromnetz unerheblich. Das Netzeinspeisesystem mit Vollumrichter gewährleistet einen maximalen Energieertrag bei hoher Netzverträglichkeit.

Durch die Entkopplung vom Stromnetz kann der Generator bei jeder Windgeschwindigkeit mit einem optimalen Betriebspunkt, z.B. Drehzahl, Leistung, Spannung, betrieben werden.

2 Komponenten

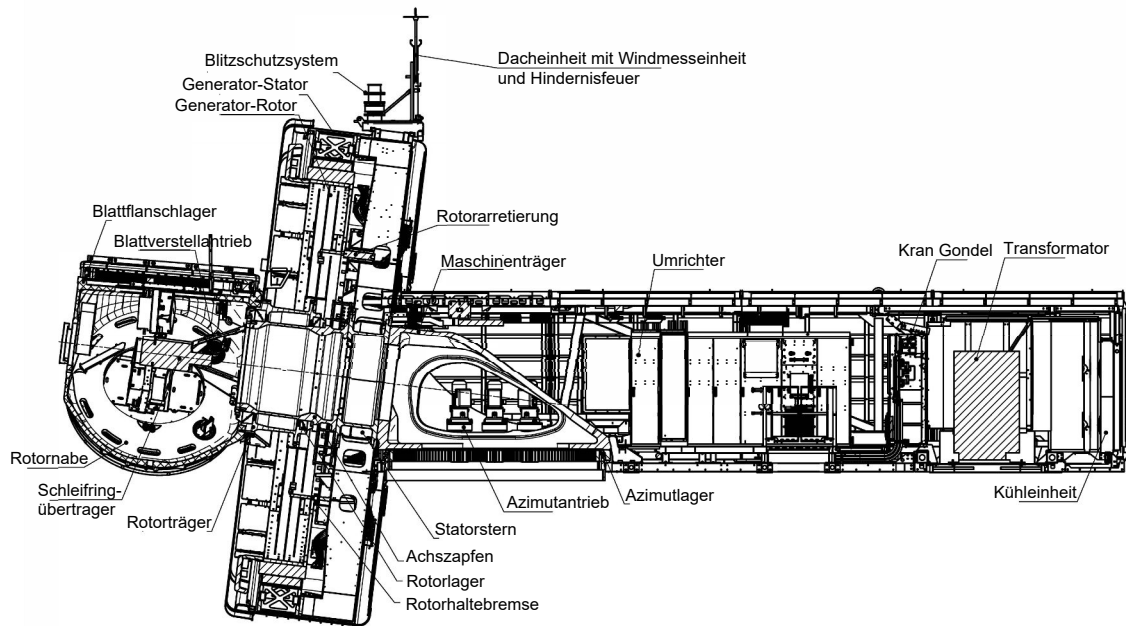


Abb. 2: Gondelschnitt

2.1 Rotorblätter

Die Rotorblätter aus GFK, Balsaholz und Schaumstoff haben wesentlichen Einfluss auf den Ertrag der Windenergieanlage sowie auf ihre Geräuschemissionen. Das Rotorblatt wird in Halbschalen- und Vakuuminfusionsbauweise gefertigt. Form und Profil der Rotorblätter wurden gemäß den folgenden Vorgaben entwickelt:

- hoher Leistungsbeiwert
- lange Lebensdauer
- geringe Geräuschemissionen
- niedrige mechanische Lasten
- effizienter Materialeinsatz

Die Rotorblätter der Windenergieanlage sind speziell für den Betrieb mit variabler Rotorblattverstellung und variabler Drehzahl ausgelegt. Die Oberflächenbeschichtung auf Polyurethanbasis schützt die Rotorblätter vor Umwelteinflüssen wie z. B. UV-Strahlung und Erosion. Die Beschichtung ist sehr abriebfest und zähhart.

Die 3 Rotorblätter werden jeweils durch voneinander unabhängige mikroprozessorgesteuerte Rotorblattverstelleinheiten verstellt. Der eingestellte Blattwinkel wird über je 2 Blattwinkelmessungen ständig überprüft und die 3 Blattwinkel werden miteinander synchronisiert. Dies ermöglicht eine schnelle und präzise Einstellung der Blattwinkel entsprechend den vorherrschenden Windverhältnissen.

Die Rotorblätter sind mit einem Zackenprofil in einem Teilbereich der Blatthinterkante ausgestattet. Dieser Hinterkantenkamm (Trailing Edge Serration) verkleinert die Turbulenzen an der Blatthinterkante und mindert damit die Schallemission der Windenergieanlage.

2.2 Gondel

Die Rotornabe dreht sich auf 2 Rotorlagern um den feststehenden Achszapfen. An der Rotornabe sind u. a. die Rotorblätter und der Generator-Rotor befestigt. Der Schleifring-übertrager befindet sich an der Spitze des Achszapfens. Er überträgt über Schleifkontakte elektrische Energie und Daten zwischen dem feststehenden und dem rotierenden Teil der Gondel.

Das tragende Element des feststehenden Generator-Stators ist der Statorträger mit 6 Tragarmen. Der Statorträger ist über den Statortragstern fest mit dem Maschinenträger verbunden. An den Enden der Tragarme ist der Statorring mit den Aluminiumwicklungen angebracht, in denen der elektrische Strom induziert wird.

Der Maschinenträger ist das zentrale tragende Element der Gondel. An ihm sind direkt oder indirekt alle Teile des Rotors und des Generators befestigt. Der Maschinenträger ist über das Azimutlager drehbar auf dem Turmkopf gelagert. Mit den Azimutantrieben kann die gesamte Gondel gedreht werden, damit der Rotor stets optimal zum Wind ausgerichtet ist.

Die Maschinenhausverkleidung besteht aus Aluminium. Sie ist aus mehreren Teilstücken gefertigt und mittels Stahlprofilen an der Gondelbühne befestigt.

2.2.1 Ringgenerator

In der Windenergieanlage kommt ein hochpoliger, fremderregter Synchrongenerator (Ringgenerator) zum Einsatz. Zur optimalen Ausnutzung des Windenergiepotentials bei allen Windgeschwindigkeiten arbeitet die Windenergieanlage mit variabler Drehzahl. Dadurch produziert der Ringgenerator Wechselstrom mit schwankender Spannung, Frequenz und Amplitude.

Die Wicklungen im Stator des Ringgenerators bilden mehrere voneinander unabhängige Drehstromsysteme. Diese Systeme werden in der Gondel aktiv gleichgerichtet und anschließend von den Wechselrichtern wieder in Drehstrom mit netzkonformer Spannung, Frequenz und Phasenlage umgerichtet. Der Transformator in der Gondel transformiert die erzeugte Spannung auf das Niveau des Stromnetzes, in das der Strom eingespeist wird. Über die Mittelspannungsschaltanlage im Turmfuß wird der Transformator mit dem aufnehmenden Stromnetz zusammengeschaltet.

Demzufolge ist der Ringgenerator nicht direkt mit dem aufnehmenden Stromnetz des Energieversorgungsunternehmens verbunden, sondern durch den Vollumrichter vom Netz entkoppelt.

Die Generatorverkleidung besteht aus GFK. Sie ist aus mehreren Teilstücken gefertigt und mittels Stahlprofilen am Statorträger, Generator-Stator und Generator-Rotor befestigt.

2.3 Turm

Der Turm der Windenergieanlage ist ein Stahlrohrturm, ein Hybrid-Stahlurm oder ein Hybridturm.

Der Stahlrohrturm ist eine Röhre aus Stahlblech, bestehend aus wenigen großen Stahlsektionen. Je nach Turmvariante kann die unterste Stahlsektion einteilig oder in mehrere Längselemente unterteilt sein. Die Längselemente werden zunächst am Aufstellort zu einer Stahlsektion verbunden. Die oberen Stahlsektionen sind einteilig. An den Enden der Stahlsektionen sind Flansche mit Bohrungen für die Montage angeschweißt. Die Stahlsektionen werden am Aufstellort aufeinandergestellt und miteinander verschraubt. Die Verbindung zum Fundament wird mithilfe eines Fundamentkorbs hergestellt.

Der Hybrid-Stahlurm ist eine Röhre aus Stahlblech, bestehend aus wenigen großen Stahlsektionen. Die unteren Stahlsektionen sind in mehrere gekantete Sektionsbleche unterteilt. Die oberen Stahlsektionen sind einteilig. Die gekanteten Sektionsbleche werden

zunächst am Aufstellort zu Stahlsektionen zusammengeschraubt. Die einzelnen Stahlsektionen werden am Aufstellort aufeinandergestellt und miteinander verschraubt. Dies geschieht bei den längsgeteilten Stahlsektionen durch Verbindungsbleche und bei den einteiligen Stahlsektionen durch Flanschverbindungen. Die Verbindung zum Fundament wird mithilfe eines Fundamentkorbs hergestellt.

Der Hybridturm besteht im unteren Teil aus Betonsegmenten und im oberen Teil aus Stahlsektionen. Die Betonsegmente werden am Aufstellort aus Fertigteilen zusammengesetzt und aufeinandergestellt. Die oberen Stahlsektionen werden aufgesetzt und verschraubt. In vertikaler Richtung werden die Betonsegmente durch Spannglieder aus Spannstahl vorgespannt. Die Spannglieder verlaufen entweder vertikal durch Kanäle in den Betonsegmenten oder extern an der Turminnenwand. Sie sind im Turmfundament verankert.

Alle Türme werden bereits im Werk mit dem fertigen Anstrich bzw. Witterungs- und Korrosionsschutz versehen, sodass nach der Montage möglichst keine weiteren Arbeiten an der Turmoberfläche anfallen.

3 Netzeinspeisesystem

Der Ringgenerator ist über das Netzeinspeisesystem mit dem Netz gekoppelt. Dieses System besteht im Wesentlichen aus einem modularen Gleich- und Wechselrichtersystem mit jeweils einem gemeinsamen Gleichspannungszwischenkreis.

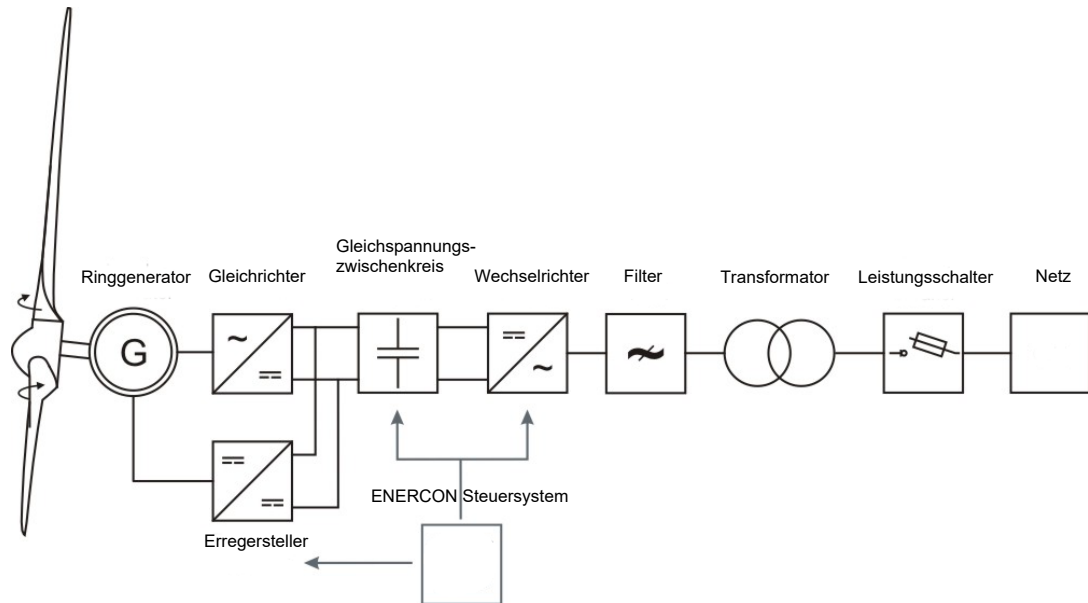


Abb. 3: Vereinfachtes elektrisches Diagramm einer Windenergieanlage

Das Netzeinspeisesystem wird – ebenso wie die Generatorerregung und die Rotorblattverstellung – von der Steuerung mit den Zielen maximaler Energieertrag und hohe Netzverträglichkeit angesteuert.

Durch die Entkopplung von Ringgenerator und Netz kann die gewonnene Leistung optimal übertragen werden. Abrupte Änderungen der Windgeschwindigkeit wirken sich als kontrollierte Änderung der eingespeisten Leistung auf der Netzseite aus. Analog wirken sich eventuelle Störungen im elektrischen Netz praktisch nicht auf die mechanische Seite der Windenergieanlage aus. Die eingespeiste elektrische Leistung der Windenergieanlage kann von 0 bis 4260 (4500¹) kW exakt geregelt werden.

Im Allgemeinen werden die Merkmale, die eine bestimmte Windenergieanlage bzw. ein bestimmter Windpark hinsichtlich des Anschlusses an das aufnehmende Stromnetz aufweisen muss, vom Betreiber des Stromnetzes vorgegeben. Um unterschiedliche Forderungen erfüllen zu können, sind ENERCON Windenergieanlagen in verschiedenen Konfigurationen lieferbar.

Das Wechselrichtersystem in der Gondel wird je nach Anlagenkonfiguration ausgelegt. Ein Transformator in der Gondel wandelt die Niederspannung in die gewünschte Mittelspannung um.

Blindleistung

Die Windenergieanlage kann mit der standardmäßigen FACTS-Steuerung bei Bedarf Blindleistung bereitstellen und somit zur Blindleistungsbilanz und Spannungshaltung im Netz beitragen. Bereits ab 10 % der Nennwirkleistung steht der volle Blindleistungsstellbereich zur Verfügung. Der maximale Blindleistungsstellbereich variiert je nach Windenergieanlagenkonfiguration.

¹ im Yield Optimised Mode 11 (OM-YO-11) (ertragsoptimierter Betriebsmodus 11). Die Verfügbarkeit des Yield Optimised Mode 11 ist u. a. von der Turmvariante und vom Standort abhängig.

Konfiguration FT²

Die Windenergieanlage ist standardmäßig mit der FACTS-Technologie ausgerüstet, die die hohen Anforderungen spezifischer Netzkodizes erfüllt. Sie kann gestörte Systemzustände im Netz (Unterspannung, Überspannung, Kurzunterbrechungen etc.) mit einer Fehlerdauer von bis zu 5 s durchfahren und somit während eines Fehlerzustands mit dem Netz verbunden bleiben.

Überschreitet die gemessene Spannung am Referenzpunkt einen definierten Grenzwert, wechselt die Windenergieanlage von dem Normalbetrieb in einen speziellen Fehlerbetriebsmodus.

Nach Fehlerklärung kehrt die Windenergieanlage in den Normalbetrieb zurück und speist die verfügbare Leistung in das Netz ein. Kehrt die Spannung nicht innerhalb einer einstellbaren Zeit (max. 5 s) in den für den Normalbetrieb zulässigen Betriebsbereich zurück, wird die Windenergieanlage vom Netz getrennt.

Bei Durchfahren des Netzfehlers gibt es verschiedene Fehlermodi mit unterschiedlichen Strategien der Einspeisung eines zusätzlichen Blindstroms während des Netzfehlers. Die Steuerungsstrategien beinhalten wiederum unterschiedliche Einstellmöglichkeiten für die Fehlerarten.

Die Auswahl einer geeigneten Steuerungsstrategie basiert auf spezifischen Projekt- und Netzanschlussbedingungen, die von dem zuständigen Netzbetreiber bestätigt werden müssen.

Konfiguration FTS²

Konfiguration FT mit Option STATCOM

Wie Konfiguration FT, jedoch befähigt STATCOM die Windenergieanlage zusätzlich, Blindleistung abzugeben und aufzunehmen unabhängig davon, ob sie selbst Wirkleistung erzeugt und ins Netz einspeist. Ähnlich einem Kraftwerk kann sie damit das Stromnetz jederzeit aktiv stützen. Ob die Konfiguration eingesetzt werden kann, muss am jeweiligen Projekt geprüft werden.

Konfiguration FTQ

Konfiguration FT mit Option Q+

Die Konfiguration FTQ besitzt alle Eigenschaften der Konfiguration FT. Darüber hinaus verfügt sie über einen erweiterten Blindleistungsbereich.

Konfiguration FTQS

Konfiguration FT mit Optionen Q+ und STATCOM

Die Konfiguration FTQS besitzt alle Eigenschaften der Konfigurationen FTQ und FTS.

Frequenzschutz

ENERCON Windenergieanlagen können in Netzen mit einer Nennfrequenz von 50 Hz oder auch 60 Hz eingesetzt werden.

Der Arbeitsbereich der Windenergieanlagen ist durch einen unteren und oberen Grenzwert für die Frequenz vorgegeben. Über- und Unterfrequenzereignisse am Referenzpunkt der Windenergieanlage führen zum Auslösen des Frequenzschutzes und nach Ablauf der Verzögerungszeit von maximal 60 s zum Abschalten der Windenergieanlage.

² nicht verfügbar im Yield Optimised Mode 11 (OM-YO-11) (ertragsoptimierter Betriebsmodus 11).

Leistungs-Frequenz-Regelung

Kommt es aufgrund einer Netzstörung zu einer kurzfristigen Überfrequenz, kann die Windenergieanlage ihre Leistungseinspeisung dynamisch reduzieren, um einen Beitrag zur Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeuger- und Verbundnetz zu leisten.

Die eingespeiste Wirkleistung kann im Normalbetrieb vorbeugend begrenzt werden. Im Fall einer Unterfrequenz wird dann die durch diese Begrenzung vorgehaltene Leistung zur Frequenzstabilisierung bereitgestellt. Die Charakteristik dieser Regelung kann sehr flexibel an verschiedenste Anforderungen angepasst werden.

4 Sicherheitssystem

Die Windenergieanlage verfügt über eine Vielzahl von sicherheitstechnischen Einrichtungen, die dazu dienen, die Windenergieanlage dauerhaft in einem sicheren Betriebsbereich zu halten. Neben Komponenten, die ein sicheres Anhalten der Windenergieanlagen gewährleisten, zählt hierzu ein komplexes Sensorsystem. Dieses erfasst ständig alle relevanten Betriebszustände der Windenergieanlage und stellt die entsprechenden Informationen über das Fernüberwachungssystem ENERCON SCADA bereit.

Bewegen sich sicherheitsrelevante Betriebsparameter außerhalb eines zulässigen Bereichs, wird die Windenergieanlage mit reduzierter Leistung weiterbetrieben oder angehalten.

4.1 Sicherheitseinrichtungen

Not-Halt-Taster

In der Windenergieanlage befinden sich am Steuerschrank im Turmfuß, am Gondelsteuerschrank, gegebenenfalls im Turmeingangsbereich und an weiteren Positionen Not-Halt-Taster. Bei Betätigung eines Not-Halt-Tasters im Turmfuß werden die Rotorblätter notverstellt. Dadurch wird der Rotor aerodynamisch gebremst. Bei Betätigung eines Not-Halt-Tasters in der Gondel wird zusätzlich zur Notverstellung die Rotorhaltebremse eingeschaltet. Dadurch wird der Rotor schnellstmöglich angehalten. Ein Not-Halt schaltet die Windenergieanlage nur teilweise spannungsfrei.

Weiterhin versorgt werden:

- die Rotorhaltebremse
- die Befeuerung
- die Beleuchtung
- die Steckdosen

4.2 Sensorsystem

Eine Vielzahl von Sensoren erfasst laufend den aktuellen Zustand der Windenergieanlage und die relevanten Umgebungsparameter (z. B. Rotordrehzahl, Temperatur, Windgeschwindigkeit, Blattbelastung). Die Steuerung wertet die Signale aus und steuert die Windenergieanlage so, dass die aktuell verfügbare Windenergie optimal ausgenutzt wird und dabei die Sicherheit des Betriebs gewährleistet ist.

Redundante Sensoren

Um eine Plausibilitätsprüfung durch Vergleich der gemeldeten Werte zu ermöglichen, sind für einige Betriebszustände redundante Sensoren eingebaut. Dies gilt z. B. für die Messung der Temperatur im Generator, die Messung der Windgeschwindigkeit oder die Messung des aktuellen Rotorblattwinkels. Ein defekter Sensor wird zuverlässig erkannt und kann repariert oder durch die Aktivierung eines Reservesensors ersetzt werden. Die Windenergieanlage kann dadurch in der Regel ohne sofortigen Serviceeinsatz sicher weiter betrieben werden.

Kontrolle der Sensoren

Die Funktionstüchtigkeit aller Sensoren wird entweder im laufenden Betrieb regelmäßig durch die Steuerung selbst oder, wo dies nicht möglich ist, im Zuge der Wartung kontrolliert.

Drehzahlüberwachung

Die Steuerung der Windenergieanlage regelt durch Verstellung des Blattwinkels die Rotordrehzahl so, dass die Nenndrehzahl auch bei sehr starkem Wind nicht nennenswert überschritten wird. Auf plötzlich eintretende Ereignisse, wie z. B. eine starke Bö oder eine schlagartige Verringerung der Generatorlast, kann das Blattverstellungssystem jedoch unter Umständen nicht schnell genug reagieren. Wenn die Nenndrehzahl um mehr als ca. 15 % überschritten wird, hält die Steuerung die Windenergieanlage an. Nach 3 Minuten unternimmt die Windenergieanlage automatisch einen neuen Startversuch. Tritt diese Störung innerhalb von 24 Stunden mehr als 5-mal auf, wird ein Defekt vermutet. Es wird kein weiterer Startversuch unternommen.

Wenn die Nenndrehzahl um mehr als ca. 20 % überschritten wird, wird eine Notverstellung der Rotorblätter ausgelöst. Für einen Neustart der Windenergieanlage muss die Ursache für die Überdrehzahl vor Ort gefunden und beseitigt werden.

Die Rotordrehzahl wird direkt mit einem in der Rotornabe installierten Gyroskop gemessen. Das Signal wird mit dem Rotordrehzahlsignal eines Magnetbandgebers auf Plausibilität überprüft.

Luftspaltüberwachung

Die Breite des Luftspalts zwischen Generator-Rotor und Generator-Stator wird mithilfe von Mikroschaltern überwacht, die über den Rotorumfang verteilt positioniert sind.

Löst einer der Mikroschalter wegen Unterschreitung des Mindestabstands aus, wird die Windenergieanlage angehalten und nach kurzer Zeit neu gestartet.

Tritt diese Störung innerhalb von 24 Stunden noch einmal auf, bleibt die Windenergieanlage angehalten, bis die Ursache beseitigt wurde.

Schwingungsüberwachung

Die Schwingungsüberwachung erkennt zu starke Vibrationen und Schwingungen bzw. Auslenkungen des Turmkopfs der Windenergieanlage.

Sensoren erfassen die Beschleunigungen der Gondel in Richtung der Rotornabenachse (Längsschwingung) und quer dazu (Querschwingung). Die Steuerung der Windenergieanlage berechnet daraus laufend die Auslenkung des Turms gegenüber der Ruheposition.

Zudem werden Vibrationen in Abhängigkeit vom Steuerungstyp der Windenergieanlage entweder über eine in der Schwingungsüberwachung integrierte Funktion oder über einen separaten Vibrationswächter erkannt.

Überschreiten Schwingungen bzw. Auslenkungen das zulässige Maß, hält die Windenergieanlage an. Nach kurzer Zeit erfolgt ein automatischer Neustart.

Werden unzulässige Vibrationen erkannt oder treten unzulässige Turmschwingungen mehrfach auf, hält die Windenergieanlage an und unternimmt keinen erneuten Startversuch.

Temperaturüberwachung

Einige Komponenten der Windenergieanlage werden gekühlt. Zudem messen Temperatursensoren kontinuierlich die Temperatur an Komponenten, die vor hohen Temperaturen geschützt werden müssen.

Bei zu hohen Temperaturen wird die Leistung der Windenergieanlage reduziert, gegebenenfalls wird die Windenergieanlage angehalten. Die Windenergieanlage kühlt ab und läuft im Allgemeinen automatisch wieder an, sobald eine vorgegebene Grenztemperatur unterschritten wird.

Einige Messpunkte sind zusätzlich mit Übertemperaturschaltern ausgerüstet. Diese veranlassen ebenfalls ein Anhalten der Windenergieanlage, in bestimmten Fällen ohne automatischen Wiederanlauf nach Abkühlung, wenn die Temperatur einen bestimmten Grenzwert überschreitet.

Einige Baugruppen, z. B. der Generator, werden bei zu niedrigen Temperaturen gewärmt, um sie betriebsbereit zu halten.

Gondelinterne Geräuschüberwachung

Im Rotorkopf von Windenergieanlagen mit gondelinterner Geräuschüberwachung befinden sich Sensoren, die auf laute Schlaggeräusche, etwa durch lose oder defekte Komponenten, reagieren. Die Windenergieanlage wird angehalten, wenn einer der Sensoren Geräusche meldet und kein Hinweis auf andere Ursachen vorliegt.

Um äußere Ursachen für Geräusche, vor allem Hagelschlag, auszuschließen, werden die Meldungen aller Windenergieanlagen in einem Windpark miteinander verglichen. Bei alleinstehenden Windenergieanlagen wird zusätzlich ein Geräuschsensor im Maschinenhaus genutzt. Wenn die Sensoren mehrerer Windenergieanlagen oder der Geräuschsensor im Maschinenhaus gleichzeitig Geräusche melden, werden äußere Ursachen vermutet. Die Geräuschsensoren werden für einen kurzen Zeitraum deaktiviert, sodass keine Windenergieanlage im Windpark angehalten wird.

Überwachung der Kabelverdrillung

Die Turmkabel haben im oberen Turmbereich so viel Bewegungsspielraum, dass die Gondel um 3 Umdrehungen nach links und rechts gedreht werden kann, ohne dass die Turmkabel dabei beschädigt werden und überhitzen. Je nach Grad der Verdrillung und Höhe der Windgeschwindigkeit entscheidet die Steuerung der Windenergieanlage, wann die Turmkabel entdrillt werden.

Die Überwachung der Kabelverdrillung verfügt über eine Sensorik, die bei einer Überschreitung des zulässigen Stellbereichs die Bewegung der Azimutmotoren verhindert.

5 Steuerung

Die Steuerung der Windenergieanlage beruht auf einem speicherprogrammierbaren Steuerungssystem, das über Sensoren sämtliche Komponenten der Windenergieanlage sowie Daten, wie Windrichtung und Windgeschwindigkeit, abfragt und die Betriebsweise der Windenergieanlage entsprechend anpasst. Der aktuelle Status der Windenergieanlage und eventuelle Störungen werden im Anlagendisplay des Steuerschranks im Turmfuß und in der Gondel angezeigt.

5.1 Windnachführung

Auf dem Turmkopf befindet sich das Azimutlager mit einem Zahnkranz. Das Azimutlager ermöglicht die Drehung und somit die Windnachführung der Gondel.

Ist die Abweichung zwischen der Windrichtung und der Richtung der Rotorachse größer als der vorgegebene zulässige Maximalwert, werden die Azimutantriebe eingeschaltet, die die Gondel dem Wind nachführen. Die Steuerung der Azimutmotoren gewährleistet ein sanftes Anlaufen und Bremsen. Die Steuerung überwacht die Windnachführung. Erkennt sie Unregelmäßigkeiten, wird die Windnachführung deaktiviert und die Windenergieanlage angehalten.

5.2 Rotorblattverstellung

Funktionsprinzip

Das Blattverstellungssystem ändert die Position der Rotorblätter und damit den Anstellwinkel, mit dem die Luft das Blattprofil anströmt. Mit dem Blattwinkel ändert sich der Auftrieb des Rotorblatts und damit auch die Kraft, mit der der Rotor gedreht wird.

Im Automatikbetrieb (Normalbetrieb) wird der Blattwinkel so eingestellt, dass einerseits die im Wind enthaltene Energie optimal ausgenutzt wird und andererseits keine Überlastung der Windenergieanlage eintritt; ggf. werden dabei auch Randbedingungen wie Schalloptimierung eingehalten. Außerdem ermöglicht das Blattverstellungssystem das aerodynamische Abbremsen des Rotors.

Erreicht die Windenergieanlage ihre Nennleistung, dreht das Blattverstellungssystem die Rotorblätter bei weiter steigender Windgeschwindigkeit gerade so weit aus dem Wind, dass die Rotordrehzahl und die vom Wind aufgenommene und vom Generator umzusetzende Leistung die Nennwerte nicht oder nur unwesentlich übersteigen.

Blattwinkel

Besondere Rotorblattstellungen (Blattwinkel):

- A: 0°** Normalstellung im Teillastbetrieb: maximale Ausnutzung des Windangebots.
- B: $\geq 60^\circ$** Trudelbetrieb (Windenergieanlage speist wegen zu geringer Windgeschwindigkeit keine Leistung ein): Je nach Windgeschwindigkeit dreht sich der Rotor mit geringer Drehzahl oder steht bei völliger Windstille still.
- C: 92°** Fahnenstellung (Rotor wurde manuell oder automatisch angehalten): Die Rotorblätter erzeugen auch bei Wind keinen Auftrieb, der Rotor steht still oder bewegt sich ganz leicht.

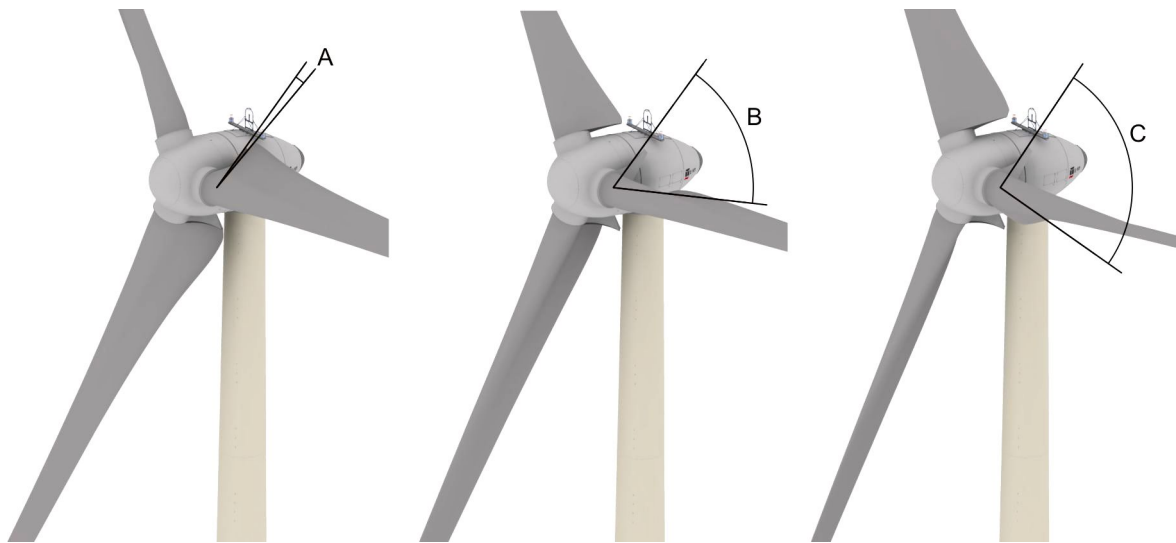


Abb. 4: Besondere Rotorblattstellungen

5.3 Start der Windenergieanlage

5.3.1 Startvorbereitung

Solange ein Hauptstatus > 0 ansteht, bleibt die Windenergieanlage angehalten. Sobald der Hauptstatus 0 wird, ist die Windenergieanlage bereit und der Startvorgang wird eingeleitet. Sollten bestimmte Randbedingungen für einen Start, wie z. B. das Laden der Notverstellkondensatoren, noch nicht abgeschlossen sein, wird der Status 0:3 Startvorbereitung angezeigt.

Während der Startvorbereitung beginnt eine 150 Sekunden dauernde Windmess- und Ausrichtungsphase der Windenergieanlage.

5.3.2 Windmessung und Ausrichtung der Gondel

Ist die Startvorbereitung abgeschlossen, wird der Status 0:2 Anlage bereit angezeigt.

Sofern sich die Steuerung im Automatikbetrieb befindet, die gemittelte Windgeschwindigkeit größer als 1,8 m/s ist und die Abweichung der Windrichtung ausreichend für eine Windnachführung ist, beginnt die Windenergieanlage sich zum Wind auszurichten. Die Windenergieanlage geht 60 Sekunden nach Abschluss der Startvorbereitung in den Trudelbetrieb über. Die Rotorblätter fahren langsam in den Wind und gleichzeitig werden die Notverstellkondensatoren geprüft.

Ist die Windenergieanlage mit Rotorblattlastsensoren ausgestattet, stoppen die Rotorblätter bei einem Winkel von 70° und führen dort den unter Umständen mehrere Minuten andauernden Abgleich der Rotorblattlastsensoren durch. Während dieser Zeit wird der Status 0:5 Abgleich Load Control angezeigt.

Liegt die mittlere Windgeschwindigkeit in der Zeit der Windmess- und Ausrichtungsphase von 150 Sekunden oberhalb der aktuellen Einschaltwindgeschwindigkeit (ca. 2,0 m/s), beginnt der Startvorgang (Status 0:1). Anderenfalls bleibt die Windenergieanlage im Trudeltbetrieb (Status 2:1 Windmangel: Windgeschwindigkeit zu niedrig).

Eigenbedarf

Da die Windenergieanlage zu diesem Zeitpunkt keine Wirkleistung erzeugt, wird die für den Eigenbedarf der Windenergieanlage notwendige elektrische Energie aus dem Netz bezogen.

5.3.3 Erregung des Generators

Sobald der Rotor eine vom Typ der Windenergieanlage abhängige Drehzahl erreicht, beginnt die Erregung des Generators. Der hierfür notwendige Strom wird kurzzeitig aus dem Netz bezogen. Erreicht der Generator eine ausreichende Drehzahl, versorgt sich die Windenergieanlage selbst mit Strom. Der Strom für die Eigenenerregung wird dann aus dem Gleichrichterzwischenkreis entnommen und die aus dem Netz bezogene Energie wird auf null reduziert.

5.3.4 Leistungseinspeisung

Sobald eine ausreichende Zwischenkreisspannung zur Verfügung steht und die Kopplung des Erregerstellers zum Netz nicht mehr besteht, wird der Einspeisevorgang eingeleitet. Nach Erhöhung der Drehzahl bei ausreichend Wind und bei einem Leistungswert > 0 kW werden die Netzschütze (Niederspannungsseite) geschlossen und die Windenergieanlage beginnt bei ca. 5 U/min mit der Einspeisung in das Netz.

Die Leistungsregelung regelt die Statorströme und den Erregerstrom so, dass die Einspeisung nach der geforderten Leistungskennlinie erfolgt.

Der Gradient für die Leistungserhöhung (dP/dt) nach einem Netzfehler oder nach einem Normalstart kann in der Steuerung innerhalb eines bestimmten Bereichs festgelegt werden. Nähere Angaben hierzu können aus dem Datenblatt über die netztechnischen Leistungsmerkmale des jeweiligen Windenergieanlagentyps entnommen werden.

5.4 Betriebsarten

Ist der Startvorgang beendet, arbeitet die Windenergieanlage im Automatikbetrieb (Normalbetrieb). Im Automatikbetrieb werden ständig die Windverhältnisse ermittelt, die Rotordrehzahl, die Generatorerregung und die Generatorleistung optimiert, die Gondelposition der Windrichtung angepasst und sämtliche Sensorzustände erfasst.

Um die Stromerzeugung bei unterschiedlichen Windverhältnissen zu optimieren, wechselt die Windenergieanlage im Rahmen des Automatikbetriebs je nach Windgeschwindigkeit zwischen 3 Betriebsarten. Unter bestimmten Umständen hält die Windenergieanlage an, wenn die Konfiguration der Windenergieanlage dies vorsieht. Zusätzlich kann das Energieversorgungsunternehmen, in dessen Netz die erzeugte Energie eingespeist wird, die Möglichkeit bekommen, per Fernsteuerung das Verhalten der Windenergieanlage direkt zu beeinflussen, z. B. um die Einspeisung zeitweilig zu reduzieren.

Die Windenergieanlage wechselt zwischen folgenden Betriebsarten:

- Volllastbetrieb
- Teillastbetrieb
- Trudelbetrieb

5.4.1 Volllastbetrieb

Windgeschwindigkeit

$v \geq 13,0$ (13,5³) m/s

Bei und oberhalb der Nenn-Windgeschwindigkeit hält die Windenergieanlage die Drehzahl des Rotors durch die Rotorblattverstellung auf ihrem Sollwert (ca. 11,1 U/min) und begrenzt dadurch die Leistung auf ihren Nennwert von 4260 (4500³) kW.

5.4.2 Teillastbetrieb

Windgeschwindigkeit

$2 \text{ m/s} \leq v < 13,0$ (13,5) m/s

Während des Teillastbetriebs (die Windgeschwindigkeit liegt zwischen Einschalt- und Nenngeschwindigkeit) wird die maximal mögliche Leistung aus dem Wind entnommen. Die Rotordrehzahl und die Leistungsabgabe ergeben sich aus der jeweils aktuellen Windgeschwindigkeit. Dabei beginnt die Blattwinkelverstellung schon im Grenzbereich zum Volllastbetrieb, um einen kontinuierlichen Übergang zu gewährleisten.

5.4.3 Trudelbetrieb

Windgeschwindigkeit

$v < 2 \text{ m/s}$

Bei Windgeschwindigkeiten unterhalb 2 m/s kann kein Strom ins Netz eingespeist werden. Die Windenergieanlage läuft im Trudelbetrieb, d. h. die Rotorblätter sind weitgehend aus dem Wind gedreht (Blattwinkel $\geq 60^\circ$), und der Rotor dreht sich langsam oder bleibt bei völliger Windstille stehen.

Durch die langsame Bewegung (Trudeln) werden die Rotorlager weniger belastet als bei längerem Stillstand und eine Wiederaufnahme der Stromerzeugung und -einspeisung bei wieder stärker werdendem Wind ist schneller möglich.

³ im Yield Optimised Mode 11 (OM-YO-11) (ertragsoptimierter Betriebsmodus 11). Die Verfügbarkeit des Yield Optimised Mode 11 ist u. a. von der Turmvariante und vom Standort abhängig.

5.5 Sicheres Anhalten der Windenergieanlage

Die Windenergieanlage kann durch manuellen Eingriff oder automatisch durch die Steuerung angehalten werden.

Die Ursachen werden nach Gefährdung in Gruppen eingeteilt.

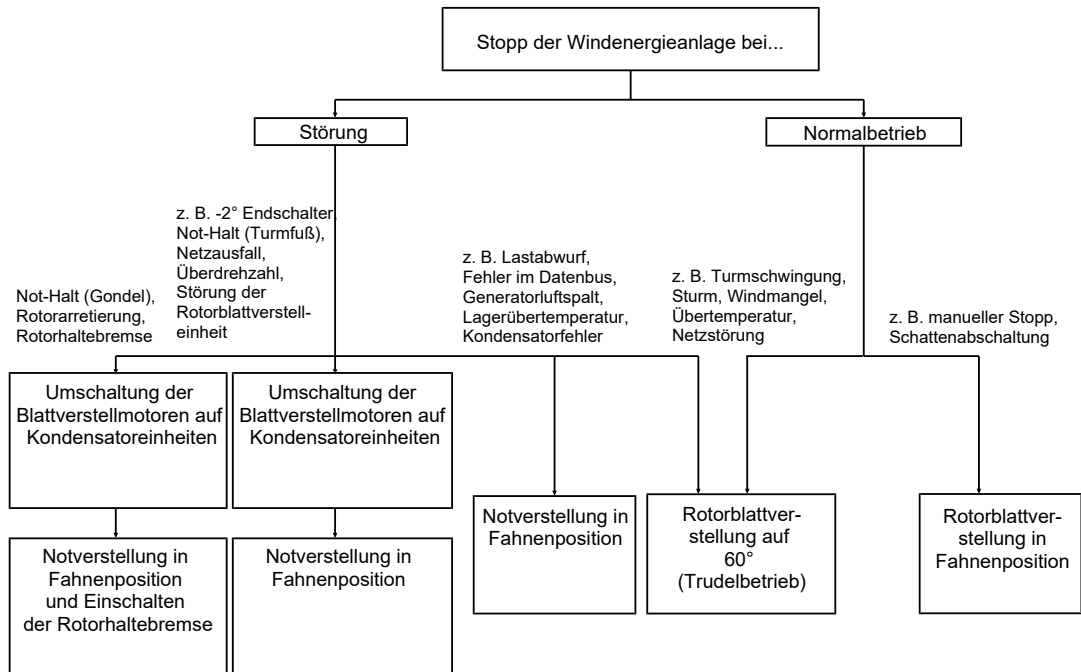


Abb. 5: Übersicht Windenergieanlagenstopp

Anhalten der Windenergieanlage durch die Rotorblattverstellung

Bei einer nicht sicherheitsrelevanten Störung werden die Rotorblätter über die Steuerung der Windenergieanlage aus dem Wind gedreht, wodurch die Rotorblätter keinen Auftrieb mehr erzeugen und die Windenergieanlage sicher anhält.

Notverstellung

Die Notverstellkondensatoren haben die für eine Notverstellung nötige Energie gespeichert und werden während des Betriebs der Windenergieanlage im geladenen Zustand gehalten und laufend getestet. Bei einer Notverstellung wird jeder Blattverstellmotor von den zugehörigen Notverstellkondensatoren mit Energie versorgt. Die Rotorblätter fahren geregelt in eine Stellung, in der sie keinen Auftrieb erzeugen, die sogenannte Fahnenstellung.

Da die 3 Rotorblattverstelleinheiten sich sowohl gegenseitig kontrollieren als auch unabhängig voneinander funktionieren, können beim Ausfall einer Komponente die verbliebenen Rotorblattverstelleinheiten weiterhin arbeiten und den Rotor anhalten.

Notbremsung

Wenn ein Not-Halt-Taster in der Gondel gedrückt wird oder wenn bei drehendem Rotor die Rotorarretierung betätigt wird, leitet die Steuerung eine Notbremsung ein.

Dabei wird zusätzlich zur Notverstellung der Rotorblätter die Rotorhaltebremse aktiviert. Der Rotor wird innerhalb von 10 bis 15 Sekunden von der Nenndrehzahl bis zum Stillstand gebremst.

6 Fernüberwachung

Standardmäßig sind alle ENERCON Windenergieanlagen über das ENERCON SCADA Edge System mit der regionalen Serviceniederlassung verbunden. Diese kann jederzeit die Betriebsdaten von jeder Windenergieanlage abrufen und ggf. sofort auf Auffälligkeiten und Störungen reagieren.

Auch alle Statusmeldungen werden über das ENERCON SCADA Edge System an eine Serviceniederlassung gesendet und dort dauerhaft gespeichert. Nur so ist gewährleistet, dass alle Erfahrungen aus dem praktischen Langzeitbetrieb in die Weiterentwicklung der ENERCON Windenergieanlagen einfließen können.

Die Anbindung der einzelnen Windenergieanlagen läuft über den ENERCON SCADA Edge Server, der üblicherweise in der Übergabestation oder in dem Umspannwerk eines Windparks aufgestellt wird. In jedem Windpark ist ein ENERCON SCADA Edge Server installiert.

Auf Wunsch des Betreibers kann die Überwachung der Windenergieanlagen von einer anderen Stelle übernommen werden.

7 Wartung

Um den dauerhaft sicheren und optimalen Betrieb der Windenergieanlage sicherzustellen, muss diese in regelmäßigen Abständen gewartet werden.

Die Windenergieanlagen werden regelmäßig, je nach Anforderung mindestens einmal jährlich, gewartet.

Bei der Wartung werden alle sicherheitsrelevanten Komponenten und Funktionen geprüft, z. B. das Blattverstellungssystem, die Windnachführung, die Sicherheitssysteme, das Blitzschutzsystem, die Anschlagpunkte zur Personensicherung und die Sicherheitssteigleiter. Die Schraubverbindungen an den tragenden Verbindungen (Hauptstrang) werden geprüft. Alle weiteren Komponenten werden einer Sichtprüfung unterzogen, bei der Auffälligkeiten und Schäden festgestellt werden. Verbrauchte Schmierstoffe werden nachgefüllt.

Die Wartungsintervalle und Wartungsumfänge können je nach regionalen Richtlinien und Normen abweichen.

Technische Daten ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3

Allgemein	
Hersteller	ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich
Typenbezeichnung	E-138 EP3 E3
Nennleistung	4260 kW (bis zu 4500 kW ¹)
Rotordurchmesser	138,25 m
Auslegungslebensdauer	25 Jahre

Rotor mit Blattverstellungssystem	
Typ	Luvläufer mit aktivem Blattverstellungssystem
Drehrichtung	Uhrzeigersinn
Rotorblatt-Anzahl	3
Rotorblatt-Länge	67,79 m
überstrichene Rotorfläche	15011,36 m ²
Rotorblatt-Material	GFK (Glasfaser+Epoxidharz)/Balsaholz/Schaumstoff
Abregelwindgeschwindigkeit (mit ENERCON Sturmregelung)	22 (19 ¹) m/s (12-s-Mittel) - 28 m/s (10-min-Mittel)
Konuswinkel	-2,5°
Rotorachswinkel	7°
Blattverstellungssystem	je Rotorblatt ein autarkes elektrisches Stellsystem mit zugeordneter Notstromversorgung

Antriebsstrang mit Generator	
Windenergieanlagenkonzept	getriebeles, variable Drehzahl, Vollumrichter
Rotornabe	starre Verbindung mit Generator-Rotor
Lagerung	2 Kegelrollenlager
Generator	direktgetriebener fremderregter Synchrongenerator
Netzeinspeisung	ENERCON Wechselrichter mit hoher Taktfrequenz und sinusförmigem Strom
Schutzart/Isolationsklasse	mindestens IP 23/F

Bremsssystem	
aerodynamische Bremse	drei autarke Blattverstellungssysteme mit Notstromversorgung
Rotorhaltebremse	hydraulisch
Rotorarretierung	in 10°-Stufen rastend

¹ im Yield Optimised Mode 11 (OM-YO-11) (ertragsoptimierter Betriebsmodus 11). Die Verfügbarkeit des Yield Optimised Mode 11 ist u. a. von der Turmvariante und vom Standort abhängig.

Windnachführung

Azimutverstellung	elektromechanisches Stellsystem
-------------------	---------------------------------

Steuerung der Windenergieanlage

Typ	Mikroprozessor
Fernüberwachung	ENERCON SCADA
unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)	integriert

Turmvarianten

Nabenhöhe ab Geländeoberkante	Gesamthöhe ab Geländeoberkante	Bauart
80,49 m	149,61	Stahlrohrturm
99,79 m	168,91	Stahlrohrturm
110,24 m	179,37	Hybrid-Stahlurm
130,64 m	199,76	Hybrid-Stahlurm
160,00 m	229,13	Hybridturm

Zertifizierte/angestrebte turmspezifische Auslegungsbedingungen

Nabenhöhe ab Geländeoberkante	Windklasse nach IEC ²	Turbulenzkategorie nach IEC ²	50-Jahres-Extremwindgeschwindigkeit in Nabenhöhe (10-min-Mittelwert) nach IEC ²	entspricht einem Lastäquivalent von circa (3-s-Böe)	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe nach IEC ²
80,49 m	II / S ³	A	42,50 m/s	59,50 m/s	8,50 / 7,80 ^{3;4} m/s
99,79 m	II / S ³	A	42,50 m/s	59,50 m/s	8,50 / 7,80 ^{3;4} m/s
110,24 m	S	A	37,50 m/s	52,50 m/s	7,80 ⁴ m/s
130,64 m	S	A	37,50 m/s	52,50 m/s	7,80 ⁴ m/s
160,00 m	III ⁵	A	37,50 ⁵ m/s	52,50 ⁵ m/s	7,50 ⁵ m/s

² Ausgabe der Richtlinie IEC 61400-1:2019 (4th Edition)

³ im Yield Optimised Mode 11

⁴ Obwohl die Turmkonfiguration für eine verringerte mittlere Windgeschwindigkeit ausgelegt ist, kann die Standorteignung mittels Lastrechnung abhängig von den Standortbedingungen für höhere mittlere Windgeschwindigkeiten nachgewiesen werden. Die Design-Zielgröße ist unter Berücksichtigung einer generischen Windrichtungsverteilung 8,50 m/s.

⁵ Yield Optimised Mode 11 ist nicht verfügbar

Technische Beschreibung

ENERCON Windenergieanlage E-160 EP5 E3 R1 / 5560 kW

Herausgeber

ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: <http://www.enercon.de>
Geschäftsführer: Dr. Jürgen Zeschky, Dr. Martin Prillmann, Dr. Michael Jaxy
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

Urheberrechtshinweis

Die Inhalte dieses Dokuments sind urheberrechtlich sowie hinsichtlich der sonstigen geistigen Eigentumsrechte durch nationale und internationale Gesetze und Verträge geschützt. Die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments liegen bei der ENERCON GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

Die ENERCON GmbH räumt dem Verwender das Recht ein, zu Informationszwecken für den eigenen, rein unternehmensinternen Gebrauch Kopien und Abschriften dieses Dokuments zu erstellen; weitergehende Nutzungsrechte werden dem Verwender durch die Bereitstellung dieses Dokuments nicht eingeräumt. Jegliche sonstige Vervielfältigung, Veränderung, Verbreitung, Veröffentlichung, Weitergabe, Überlassung an Dritte und/oder Verwertung der Inhalte dieses Dokuments ist – auch auszugsweise – ohne vorherige, ausdrückliche und schriftliche Zustimmung der ENERCON GmbH untersagt, sofern und soweit nicht zwingende gesetzliche Vorschriften ein Solches gestatten.

Dem Verwender ist es untersagt, für das in diesem Dokument wiedergegebene Know-how oder Teile davon gewerbliche Schutzrechte gleich welcher Art anzumelden.

Sofern und soweit die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments nicht bei der ENERCON GmbH liegen, hat der Verwender die Nutzungsbestimmungen des jeweiligen Rechteinhabers zu beachten.

Geschützte Marken

Alle in diesem Dokument ggf. genannten Marken- und Warenzeichen sind geistiges Eigentum der jeweiligen eingetragenen Inhaber; die Bestimmungen des anwendbaren Kennzeichen- und Markenrechts gelten uneingeschränkt.

Änderungsvorbehalt

Die ENERCON GmbH behält sich vor, dieses Dokument und den darin beschriebenen Gegenstand jederzeit ohne Vorankündigung zu ändern, insbesondere zu verbessern und zu erweitern, sofern und soweit vertragliche Vereinbarungen oder gesetzliche Vorgaben dem nicht entgegenstehen.

Dokumentinformation

Dokument-ID	D02730135/2.1-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2023-02-23	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

Inhaltsverzeichnis

1	Übersicht ENERCON Windenergieanlage	5
2	Komponenten der ENERCON Windenergieanlage	6
2.1	Gondel	6
2.2	Generator	6
2.3	Turm	7
2.4	Rotorblätter	7
2.5	Vollumrichter	8
3	Sicherheitssystem	9
3.1	Sicherheitseinrichtungen	9
3.2	Sensorsystem	9
3.3	Erdung und Blitzschutz	11
4	Steuerung	12
4.1	Windnachführung	12
4.2	Blattverstellungssystem	12
4.3	Drehmomentregelung	12
5	Fernüberwachung	13
6	Wartung	14

Abkürzungsverzeichnis

SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (überwachende Steuerung und Datenerfassung)
--------------	--

1 Übersicht ENERCON Windenergieanlage

Die ENERCON Windenergieanlage ist eine direktgetriebene Windenergieanlage mit Dreiblattrotor, aktiver Rotorblattverstellung, drehzahlvariabler Betriebsweise und einer Nennleistung von 5560 kW. Sie hat einen Rotordurchmesser von 160 m und wird mit einer Nabenhöhe von 99,00 m, 119,83 m, 160,00 m und 166,60 m geliefert.

2 Komponenten der ENERCON Windenergieanlage

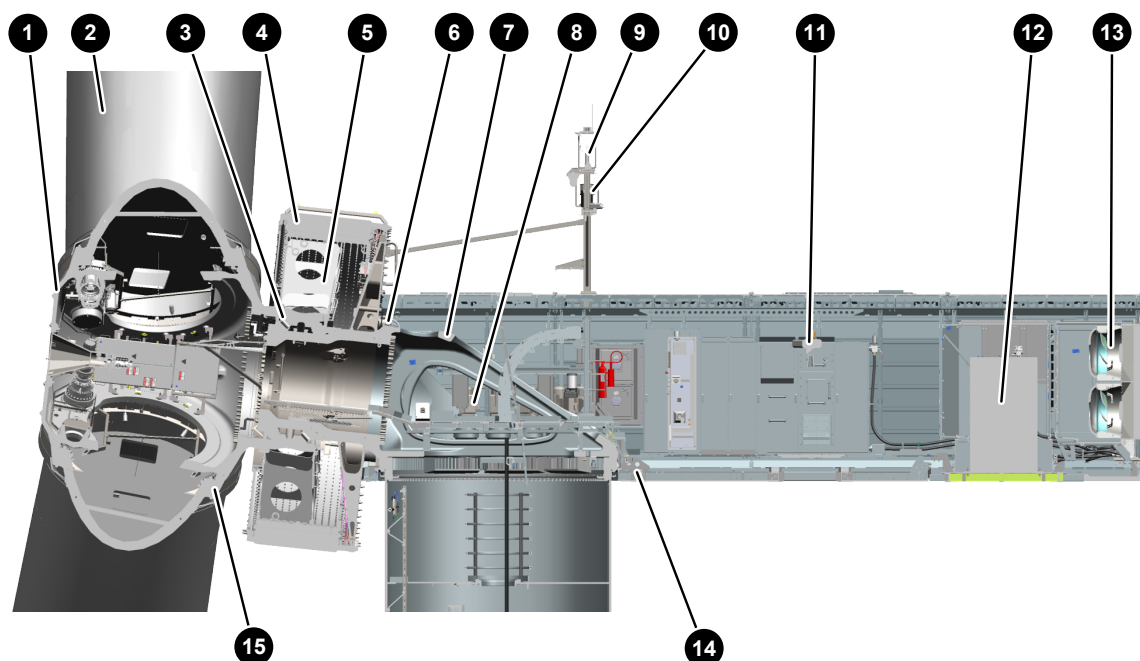


Abb. 1: Gondelschnitt

1 Rotornabe	2 Rotorblatt
3 Rotorlager	4 Generator-Stator
5 Generator-Rotor	6 Rotorarretierung
7 Maschinenträger	8 Azimutantrieb
9 Windmessgerät mit Blitzfangstangen	10 Befeuerung
11 Kran Gondel	12 Transformator
13 Flüssigkeitskühlung	14 Azimutlager
15 Blattflanschlager	

2.1 Gondel

Die tragende Struktur des Maschinenhauses besteht aus Gusseisen (EN-GJS-400-18-LT). Die Gondelverkleidung besteht aus Stahl. Die Gondel ist durch ein Azimutlager mit dem Turmkopf verbunden.

Der Transformator und der Umrichter sind in der Gondel untergebracht.

Mit den Azimutantrieben kann die gesamte Gondel gedreht werden, damit der Rotor stets optimal zum Wind ausgerichtet ist.

2.2 Generator

Der direktgetriebene Generator ist ein mehrpoliger Generator. Die Erregung erfolgt durch Permanentmagnete am Generator-Rotor. Der Generator ist luftgekühlt, mit einer passiven äußeren Luftkühlung durch den Luftstrom und einer aktiven inneren Luftspaltkühlung. Der Generator ist für eine Nennleistung von 5560 kW ausgelegt. Für die Wartung verfügt der Generator über eine Rotorarretierung und eine Rotorhaltebremse.

2.3 Turm

Der Turm der Windenergieanlage ist ein Stahlrohrturm, ein Hybrid-Stahlurm oder ein Hybridturm.

Der Stahlrohrturm ist eine Röhre aus Stahlblech bestehend aus wenigen großen Stahlsektionen. Je nach Turmvariante kann die unterste Stahlsektion einteilig oder in mehrere Längselemente unterteilt sein. Die Längselemente werden zunächst am Aufstellort zu einer Stahlsektion verbunden. An den Enden der Stahlsektionen sind Flansche mit Bohrungen für die Montage angeschweißt. Die Stahlsektionen werden am Aufstellort aufeinandergestellt und miteinander verschraubt. Die Verbindung zum Fundament wird mithilfe eines Fundamentkorbs hergestellt.

Der Hybrid-Stahlurm besteht aus abgekanteten Sektionsblechen aus Stahl und aus rohrförmigen Stahlsektionen. Die Turmsektionen werden am Aufstellort miteinander verschraubt. Die Verbindung zum Fundament wird mithilfe eines Fundamentkorbs hergestellt.

Der Hybridturm besteht im unteren Teil aus Betonsegmenten und im oberen Teil aus Stahlsektionen. Die Betonsegmente werden am Aufstellort aus Fertigteilen zusammengesetzt und aufeinandergestellt. Die oberen Stahlsektionen werden aufgesetzt und verschraubt. In vertikaler Richtung werden die Betonsegmente durch Spannglieder aus Spannstahl vorgespannt. Die Spannglieder verlaufen entweder vertikal durch Kanäle in den Betonsegmenten oder extern an der Turminnenwand. Sie sind im Turmfundament verankert.

Alle Türme werden bereits im Werk mit dem fertigen Anstrich bzw. Witterungs- und Korrosionsschutz versehen, sodass nach der Montage möglichst keine weiteren Arbeiten an der Turmoberfläche anfallen.

2.4 Rotorblätter

Die Rotorblätter haben wesentlichen Einfluss auf den Ertrag der Windenergieanlage sowie auf ihre Geräuschemission. Form und Profil der Rotorblätter wurden gemäß den folgenden Vorgaben entwickelt:

- hoher Leistungsbeiwert
- lange Lebensdauer
- geringe Geräuschemissionen
- niedrige mechanische Lasten
- effizienter Materialeinsatz

Die Rotorblätter der Windenergieanlage sind speziell für den Betrieb mit Blattverstellungssystem und variabler Drehzahl ausgelegt.

Die Rotorblätter sind elastisch und biegen sich bei Windbelastung etwas nach hinten. Die Rotorblätter sind hohl und werden durch innenliegende Stege ausgesteift. Alle Komponenten der Rotorblattstruktur bestehen aus glasfaserverstärktem Polyester oder aus mehrlagigen Konstruktionen mit Schaum und Balsa als Kernmaterialien. Die Anbindung des Rotorblatts an die Rotornabe erfolgt mit einer Bolzenverbindung.

Die Oberfläche der Rotorblätter ist beschichtet. Die Beschichtung schützt vor Verschmutzung und Umwelteinflüssen. Auf der Oberfläche sind unterschiedliche aerodynamische Bauteile zur Leistungssteigerung oder zur Verringerung der Schallemission angebracht.

Zur Reduzierung der Schallemission im Betrieb wird das Rotorblatt optional mit einem segmentierten Hinterkantenkamm (Trailing Edge Serration) ausgerüstet. Der Hinterkantenkamm verkleinert die Turbulenzen an der Blatthinterkante und mindert damit die Schallemission der Windenergieanlage. Zur passiven Strömungsbeeinflussung sind an

den Rotorblättern saugseitig Vortexgeneratoren eingesetzt. Zur Vergrößerung des aerodynamischen Auftriebs der Rotorblätter sind druckseitig T-Spoiler in der Nähe der Hinterkante installiert.

2.5 Vollumrichter

Die Generatorleistung mit variabler Frequenz wird gleichgerichtet, in eine konstante Frequenz von 50 Hz oder 60 Hz umgewandelt (AC-DC-AC-Wandlung) und in das Netz eingespeist. Ein Vollumrichter wird verwendet, um die Qualität der elektrischen Leistung zu optimieren.

3 Sicherheitssystem

Die Windenergieanlage verfügt über eine Vielzahl von sicherheitstechnischen Einrichtungen, die dazu dienen, die Windenergieanlage dauerhaft in einem sicheren Betriebsbereich zu halten. Hierzu zählen Komponenten, die ein sicheres Anhalten der Windenergieanlage ermöglichen und ein komplexes Sensorsystem.

Bewegen sich sicherheitsrelevante Betriebsparameter außerhalb eines zulässigen Bereichs, wird die Windenergieanlage mit reduzierter Leistung weiterbetrieben oder angehalten.

3.1 Sicherheitseinrichtungen

Not-Halt-Taster im Turmfuß und im Maschinenhaus

In Gefahrensituationen kann die Windenergieanlage bzw. der Rotor durch Betätigung eines Not-Halt-Tasters schnell gestoppt werden.

In der Windenergieanlage befinden sich Not-Halt-Taster an folgenden Stellen:

- an der Bedieneinheit Windenergieanlage im Turmfuß
- am Gondelsteuerschrank im Maschinenhaus

Not-Halt-Taster rasten im gedrückten Zustand ein. Nach einem Not-Halt kann die Windenergieanlage wieder gestartet werden, sofern die Ursache für den Not-Halt beseitigt und der Not-Halt-Taster zurückgesetzt wurde.

Not-Halt-Taster im Rotorkopf

Im Rotorkopf befinden sich Not-Halt-Taster an folgenden Stellen:

- an allen drei Blattverstellschränken über eine steckbare Bedienflasche

Die Betätigung des Not-Halt-Tasters an der Bedienflasche führt zu einem sofortigen Stopp des Blattverstellantriebs.

Hauptschalter im Maschinenhaus

Im Maschinenhaus befinden sich Hauptschalter an folgenden Stellen:

- an der Niederspannungsverteilung

Mit dem Hauptschalter an der Niederspannungsverteilung kann die Spannungsversorgung des Rotors, der Azimutantriebe und der Kühlung unterbrochen werden.

3.2 Sensorsystem

Eine Vielzahl von Sensoren erfasst laufend den aktuellen Zustand der Windenergieanlage und die relevanten Umgebungsparameter. Die entsprechenden Informationen stellt das Sensorsystem über das Fernüberwachungssystem ENERCON SCADA bereit. Die Steuerung der Windenergieanlage wertet die Signale aus und steuert die Windenergieanlage so, dass die aktuell verfügbare Windenergie optimal ausgenutzt wird und dabei die Sicherheit des Betriebs gewährleistet ist.

Redundante Sensoren

Um eine Plausibilitätsprüfung durch Vergleich der gemeldeten Werte zu ermöglichen, sind für einige Betriebszustände redundante Sensoren eingebaut. Dies gilt z. B. für die Messung der Temperatur im Generator, die Messung der Windgeschwindigkeit oder die Messung des aktuellen Rotorblattwinkels. Ein defekter Sensor wird zuverlässig erkannt und

kann repariert oder durch die Aktivierung eines Reservesensors ersetzt werden. Die Windenergieanlage kann dadurch in der Regel ohne sofortigen Serviceeinsatz sicher weiter betrieben werden.

Kontrolle der Sensoren

Die Funktionstüchtigkeit aller Sensoren wird entweder im laufenden Betrieb regelmäßig durch die Steuerung selbst oder, wo dies nicht möglich ist, im Zuge der Wartung kontrolliert.

Drehzahlüberwachung

Die Steuerung der Windenergieanlage regelt durch Verstellung des Blattwinkels die Rotordrehzahl so, dass die Nenndrehzahl auch bei sehr starkem Wind nicht nennenswert überschritten wird. Auf plötzlich eintretende Ereignisse, z. B. eine starke Windböe oder eine schlagartige Verringerung der Generatorlast, kann das Blattverstellungssystem jedoch unter Umständen nicht schnell genug reagieren. Wenn die Nenndrehzahl um einen festgelegten Wert überschritten wird, hält die Steuerung der Windenergieanlage die Windenergieanlage an. Die Windenergieanlage kann über das Fernüberwachungssystem neu gestartet werden.

Wenn ein Fehler vorliegt, wird die Windenergieanlage durch eine Notverstellung angehalten.

Temperaturüberwachung

Einige Komponenten der Windenergieanlage werden gekühlt. Zudem messen Temperatursensoren kontinuierlich die Temperatur an Komponenten, die vor hohen Temperaturen geschützt werden müssen.

Bei zu hohen Temperaturen wird die Leistung der Windenergieanlage reduziert, gegebenenfalls wird die Windenergieanlage angehalten.

Einige Messpunkte sind zusätzlich mit Übertemperaturschaltern ausgerüstet. Die Übertemperaturschalter veranlassen ebenfalls das Anhalten der Windenergieanlage nachdem eine bestimmte Temperatur überschritten wurde. Nach dem Abkühlen kann die Windenergieanlage wieder in Betrieb genommen werden, nachdem der Grund für die Überschreitung untersucht wurde.

Überwachung der Kabelverdrillung

Die Turmkabel haben im oberen Turmbereich so viel Bewegungsspielraum, dass die Gondel um 1,5 Umdrehungen nach links und rechts gedreht werden kann, ohne dass die Turmkabel dabei beschädigt werden und überhitzen. Je nach Grad der Verdrillung und Höhe der Windgeschwindigkeit entscheidet die Steuerung der Windenergieanlage, wann die Turmkabel entdrillt werden müssen.

Die Überwachung der Kabelverdrillung verfügt über eine Sensorik, die bei einer Überschreitung des zulässigen Stellbereichs ein weiteres Verdrillen verhindert.

Luftspaltüberwachung

Der Luftspalt zwischen Rotor und Stator des Generators darf eine bestimmte Breite nicht unterschreiten. Der Luftspalt wird durch eine dedizierte Sensorik überwacht, die am Rotorumfang verteilt ist. Wenn der Luftspalt einen bestimmten Wert unterschreitet, wird die Windenergieanlage angehalten. Die Windenergieanlage kann neu gestartet werden, sobald die Ursache beseitigt wurde.

3.3 Erdung und Blitzschutz

Das Blitzschutzsystem der Rotorblätter besteht aus Metallrezeptoren, die den Blitz von der Außenhaut des Rotorblatts auf die innere Ableitungseinrichtung übertragen. Im Flanschbereich des Rotorblatts wird der Blitzstrom weiter an die Bolzen übertragen, die mit dem Blitzschutzsystem der Windenergieanlage verbunden sind.

Der Haupterdungsstrang führt von den Blitzfangeinrichtungen in den Rotorblättern durch den feststehenden Generatorträger zu Gondel und Turm und anschließend in die Fundamente der Erde. Die Fundamentbewehrung und die Erdungselektroden bilden zusammen den zentralen Erdungspunkt der Windenergieanlage, an den alle Erdungsanschlüsse angeschlossen sind. Die Windmessstation und die Gondel verfügen ebenfalls über Blitzfangeinrichtungen, die mit der tragenden Struktur des Maschinenhauses verbunden sind.

4 Steuerung

Die Steuerung der Windenergieanlage beruht auf einer speicherprogrammierbaren Steuerung, die über Sensoren sämtliche Komponenten der Windenergieanlage sowie Daten, wie Windrichtung und Windgeschwindigkeit, abfragt und die Betriebsweise der Windenergieanlage entsprechend anpasst. Der aktuelle Status der Windenergieanlage und eventuelle Störungen werden an der Bedieneinheit Windenergieanlage im Turmfuß und am Gondelsteuerschrank angezeigt.

4.1 Windnachführung

Auf dem Turmkopf befindet sich das Azimutlager mit einem außenverzahnten Zahnkranz. Das Azimutlager ermöglicht die Drehung und somit die Windnachführung der Gondel.

Ist die Abweichung zwischen der Windrichtung und der Richtung der Rotorachse größer als der vorgegebene zulässige Maximalwert, werden die Azimutantriebe eingeschaltet, die die Gondel dem Wind nachführen. Die Steuerung der Azimutmotoren gewährleistet ein sanftes Anlaufen und Bremsen. Die Steuerung der Windenergieanlage überwacht die Windnachführung. Erkennt die Steuerung der Windenergieanlage Unregelmäßigkeiten, wird die Windnachführung deaktiviert und die Windenergieanlage angehalten.

4.2 Blattverstellungssystem

Das Blattverstellungssystem ändert die Position der Rotorblätter und damit den Anstellwinkel, mit dem die Luft das Rotorblattprofil anströmt. Mit dem Rotorblattwinkel ändert sich der Auftrieb des Rotorblatts und damit auch die Kraft, mit der der Rotor gedreht wird.

Im Automatikbetrieb (Normalbetrieb) wird der Rotorblattwinkel so eingestellt, dass einerseits die im Wind enthaltene Energie optimal ausgenutzt wird und andererseits keine Überlastung der Windenergieanlage eintritt. Dabei werden auch Randbedingungen wie Schalloptimierung eingehalten. Außerdem dient das Blattverstellungssystem dem aerodynamischen Abbremsen des Rotors.

Erreicht die Windenergieanlage ihre Nennleistung, dreht das Blattverstellungssystem die Rotorblätter bei weiter steigender Windgeschwindigkeit gerade so weit aus dem Wind, dass die Rotordrehzahl und die vom Generator erzeugte Leistung die Nennwerte nicht oder nur unwesentlich übersteigen.

4.3 Drehmomentregelung

Die Windenergieanlage ist drehzahl geregelt. Die Differenz zwischen dem aerodynamischen und dem elektromechanischen Drehmoment bestimmt die Rotordrehzahl bei Teillast. Das Gegendrehmoment wird entsprechend der Windgeschwindigkeit und dem ankommenden Drehmoment optimiert und folgt einer optimalen Schnellaufzahl. Unter Vollastbedingungen wird die Ausgangsleistung durch die Drehmomentregelung konstant gehalten. Das vom Generator erzeugte Gegendrehmoment wird vom Umrichter gesteuert.

5 Fernüberwachung

Standardmäßig ist die Windenergieanlage über ein Fernüberwachungssystem (ENERCON SCADA System oder ENERCON SCADA Edge System) mit der regionalen Serviceniederlassung verbunden. Die Anbindung der Windenergieanlage läuft über den Server des Fernüberwachungssystems, der üblicherweise in der Übergabestation oder in dem Umspannwerk eines Windparks aufgestellt wird. In jedem Windpark ist ein Server installiert.

Die regionale Serviceniederlassung kann jederzeit die Betriebsdaten der Windenergieanlage abrufen und ggf. sofort auf Auffälligkeiten und Störungen reagieren. Auch alle Statusmeldungen werden über das Fernüberwachungssystem an eine Serviceniederlassung gesendet und dort dauerhaft gespeichert. Nur so ist gewährleistet, dass alle Erfahrungen aus dem praktischen Langzeitbetrieb in die Weiterentwicklung der ENERCON Windenergieanlagen einfließen können. Auf Wunsch des Betreibers kann die Überwachung der Windenergieanlage von einer anderen Stelle übernommen werden.

6 Wartung

Um den dauerhaft sicheren und optimalen Betrieb der Windenergieanlage sicherzustellen, muss die Windenergieanlage in regelmäßigen Abständen gewartet werden.

Die Windenergieanlage wird regelmäßig, je nach Anforderung mindestens einmal jährlich, gewartet.

Bei der Wartung werden alle sicherheitsrelevanten Komponenten und Funktionen geprüft, z. B. das Blattverstellsystem, die Windnachführung, die Sicherheitssysteme, das Blitzschutzsystem, die Anschlagpunkte zur Personensicherung und die Sicherheitssteigleiter. Die Schraubverbindungen an den tragenden Verbindungen (Hauptstrang) werden geprüft. Alle weiteren Komponenten werden einer Sichtprüfung unterzogen. Verbrauchte Schmierstoffe werden nachgefüllt.

Die Wartungsintervalle und Wartungsumfänge können je nach regionalen Richtlinien und Normen abweichen.

Technische Beschreibung

ENERCON Windenergieanlage E-175 EP5

Herausgeber

ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: <http://www.enercon.de>
Geschäftsführer: Dr. Jürgen Zeschky, Dr. Martin Prillmann, Dr. Michael Jaxy
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

Urheberrechtshinweis

Die Inhalte dieses Dokuments sind urheberrechtlich sowie hinsichtlich der sonstigen geistigen Eigentumsrechte durch nationale und internationale Gesetze und Verträge geschützt. Die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments liegen bei der ENERCON GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

Die ENERCON GmbH räumt dem Verwender das Recht ein, zu Informationszwecken für den eigenen, rein unternehmensinternen Gebrauch Kopien und Abschriften dieses Dokuments zu erstellen; weitergehende Nutzungsrechte werden dem Verwender durch die Bereitstellung dieses Dokuments nicht eingeräumt. Jegliche sonstige Vervielfältigung, Veränderung, Verbreitung, Veröffentlichung, Weitergabe, Überlassung an Dritte und/oder Verwertung der Inhalte dieses Dokuments ist – auch auszugsweise – ohne vorherige, ausdrückliche und schriftliche Zustimmung der ENERCON GmbH untersagt, sofern und soweit nicht zwingende gesetzliche Vorschriften ein Solches gestatten.

Dem Verwender ist es untersagt, für das in diesem Dokument wiedergegebene Know-how oder Teile davon gewerbliche Schutzrechte gleich welcher Art anzumelden.

Sofern und soweit die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments nicht bei der ENERCON GmbH liegen, hat der Verwender die Nutzungsbestimmungen des jeweiligen Rechteinhabers zu beachten.

Geschützte Marken

Alle in diesem Dokument ggf. genannten Marken- und Warenzeichen sind geistiges Eigentum der jeweiligen eingetragenen Inhaber; die Bestimmungen des anwendbaren Kennzeichen- und Markenrechts gelten uneingeschränkt.

Änderungsvorbehalt

Die ENERCON GmbH behält sich vor, dieses Dokument und den darin beschriebenen Gegenstand jederzeit ohne Vorankündigung zu ändern, insbesondere zu verbessern und zu erweitern, sofern und soweit vertragliche Vereinbarungen oder gesetzliche Vorgaben dem nicht entgegenstehen.

Dokumentinformation

Dokument-ID	D02765171/3.0-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2023-06-20	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

Mitgeltende Dokumente

Der aufgeführte Dokumenttitel ist der Titel des Sprachoriginals, ggf. ergänzt um eine Übersetzung dieses Titels in Klammern. Die Titel von übergeordneten Normen und Richtlinien werden im Sprachoriginal oder in der englischen Übersetzung angegeben. Die Dokument-ID bezeichnet stets das Sprachoriginal. Enthält die Dokument-ID keinen Revisionsstand, gilt der jeweils neueste Revisionsstand des Dokuments. Diese Liste enthält ggf. Dokumente zu optionalen Komponenten.

Dokument-ID	Dokument
D02766054	Technische Daten E-175 EP5

Inhaltsverzeichnis

1	Produktübersicht	6
2	Komponenten der ENERCON Windenergieanlage	8
2.1	Rotorblätter	8
2.2	Gondel	8
2.2.1	Generator	8
2.3	Turm	9
3	Netzeinspeisesystem	10
4	Sicherheitssystem	13
4.1	Sicherheitseinrichtungen	13
4.2	Sensorsystem	13
5	Steuerung	15
5.1	Windnachführung	15
5.2	Rotorblattverstellung	15
5.3	Start der Windenergieanlage	16
5.3.1	Startvorbereitung	16
5.3.2	Windmessung und Ausrichtung der Gondel	16
5.3.3	Leistungseinspeisung	17
5.4	Betriebsarten	18
5.4.1	Volllastbetrieb	18
5.4.2	Teillastbetrieb	18
5.4.3	Trudelbetrieb	18
5.5	Sicheres Anhalten der Windenergieanlage	19
6	Fernüberwachung	20
7	Wartung	21

Abkürzungsverzeichnis

CFK	Kohlenstofffaserverstärkter Kunststoff
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System (Flexibles Wechselstrom-Übertragungssystem)
FT	FACTS Transmission (elektrische Konfiguration mit FACTS-Eigenschaften)
FTQ	FACTS Transmission mit Option Q+ (elektrische Konfiguration mit erweitertem Blindleistungsstellbereich)
FTQS	FACTS Transmission mit Option Q+ und STATCOM-Option (elektrische Konfiguration mit erweitertem Blindleistungsstellbereich und STATCOM-Option)
FTS	FACTS Transmission mit STATCOM-Option (elektrische Konfiguration mit STATCOM-Option)
GFK	Glasfaserverstärkter Kunststoff
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (überwachende Steuerung und Datenerfassung)
STATCOM	Static compensator (statischer Kompensator)

1 Produktübersicht



Abb. 1: Produktübersicht

Die Windenergieanlage erzeugt elektrische Energie aus Wind. Der anströmende Wind bewirkt, dass der Rotor sich im Uhrzeigersinn dreht. Die Drehbewegung wird in elektrische Energie umgewandelt. Die Windenergieanlage arbeitet automatisch.

Die Windenergieanlage besteht im Wesentlichen aus dem Turm, aus der drehbaren Gondel mit verstellbaren Rotorblättern und aus elektrischen Komponenten zur Erzeugung und Aufbereitung der elektrischen Energie.

Getriebelos

Das Antriebssystem der Windenergieanlage besteht aus wenigen drehenden Bauteilen. Die Rotornabe und der Rotor des Generators sind ohne Getriebe als feste Einheit miteinander verbunden. Dadurch verringert sich die mechanische Belastung und die technische Lebensdauer wird erhöht. Der Wartungs- und Serviceaufwand wird verringert und die Betriebskosten sinken. Da das Getriebe und andere schnelldrehende Teile entfallen, werden die Energieverluste zwischen Rotor und Generator und die Geräuschemissionen verringert.

Aktive Rotorblattverstellung

Die aktive Rotorblattverstellung begrenzt die Drehzahl des Rotors und die dem Wind entnommene Leistung. Somit wird die maximale Leistung der Windenergieanlage auch kurzfristig exakt auf Nennleistung begrenzt. Durch Verstellen der Rotorblätter in Fahnenstel-

lung wird der Rotor angehalten, ohne dass der Antriebsstrang durch den Einsatz einer mechanischen Bremse belastet wird. Die Energieversorgung für eine Notverstellung der Rotorblätter befindet sich in den Blattverstellschränken.

Indirekte Netzkopplung

Die vom Generator erzeugte elektrische Leistung wird über einen Vollumrichter in das Stromnetz eingespeist. Durch den Vollumrichter wird der Generator vom Netz entkoppelt und die elektrischen Eigenschaften des Generators sind für das Verhalten der Windenergieanlage am Stromnetz unerheblich. Das Netzeinspeisesystem mit Vollumrichter gewährleistet einen maximalen Energieertrag bei hoher Netzverträglichkeit.

Durch die Entkopplung vom Stromnetz kann der Generator bei jeder Windgeschwindigkeit mit einem optimalen Betriebspunkt, z. B. Drehzahl, Leistung, Spannung, betrieben werden.

2 Komponenten der ENERCON Windenergieanlage

2.1 Rotorblätter

Die Rotorblätter aus GFK, CFK, Balsaholz und Schaumstoff haben wesentlichen Einfluss auf den Ertrag der Windenergieanlage sowie auf ihre Geräuschemissionen. Form und Profil der Rotorblätter wurden gemäß den folgenden Vorgaben entwickelt:

- hoher Leistungsbeiwert
- lange Lebensdauer
- geringe Geräuschemissionen
- niedrige mechanische Lasten
- effizienter Materialeinsatz

Die Rotorblätter der Windenergieanlage sind speziell für den Betrieb mit variabler Rotorblattverstellung und variabler Drehzahl ausgelegt. Die Oberflächenbeschichtung auf Polyurethanbasis schützt die Rotorblätter vor Umwelteinflüssen wie z. B. UV-Strahlung und Erosion. Die Beschichtung ist sehr abriebfest und zähhart.

Die 3 Rotorblätter werden jeweils durch voneinander unabhängige mikroprozessorgesteuerte Rotorblattverstelleinheiten verstellt. Der eingestellte Blattwinkel wird über je 2 Blattwinkelmessungen ständig überprüft und die 3 Blattwinkel werden einzeln verstellt. Dies ermöglicht eine schnelle und präzise Einstellung der Blattwinkel entsprechend den vorherrschenden Windverhältnissen.

2.2 Gondel

Die Rotornabe dreht sich auf 2 Rotorlagern um den feststehenden Achszapfen. An der Rotornabe sind u. a. die Rotorblätter und der Generator-Rotor befestigt. Der Schleifringübertrager befindet sich an der Spitze des Achszapfens. Er überträgt über Schleifkontakte elektrische Energie und Daten zwischen dem feststehenden und dem rotierenden Teil der Gondel.

Das tragende Element des feststehenden Generator-Statorts ist der Statorträger. Der Statorträger ist fest mit dem Maschinenträger verbunden. Der Stator trägt die elektrischen Windungen, in denen der elektrische Strom induziert wird.

Der Maschinenträger ist das zentrale tragende Element der Gondel. An ihm sind direkt oder indirekt alle Teile des Rotors und des Generators befestigt. Der Maschinenträger ist über das Azimutlager drehbar auf dem Turmkopf gelagert. Mit den Azimutantrieben kann die gesamte Gondel gedreht werden, damit der Rotor stets optimal zum Wind ausgerichtet ist.

Die Maschinenhausverkleidung ist aus mehreren Teilstücken gefertigt und mittels Stahlprofilen an der Gondelbühne befestigt.

2.2.1 Generator

In der Windenergieanlage kommt ein permanenterregter Synchrongenerator in Innenläuferbauweise zum Einsatz. Zur optimalen Ausnutzung des Windenergiepotentials bei allen Windgeschwindigkeiten arbeitet die Windenergieanlage mit variabler Drehzahl. Dadurch produziert der Ringgenerator Wechselstrom mit schwankender Spannung, Frequenz und Amplitude.

Die Wicklungen im Stator des Generators bilden mehrere voneinander unabhängige Drehstromsysteme. Diese Systeme werden in der Gondel aktiv gleichgerichtet und anschließend von den Wechselrichtern wieder in Drehstrom mit netzkonformer Spannung, Frequenz und Phasenlage umgerichtet. Der Transformator in der Gondel transformiert die

erzeugte Spannung auf das Niveau des Stromnetzes, in das der Strom eingespeist wird. Über die Mittelspannungsschaltanlage wird der Transformator mit dem aufnehmenden Stromnetz zusammengeschaltet.

Demzufolge ist der Generator nicht direkt mit dem aufnehmenden Stromnetz des Energieversorgungsunternehmens verbunden, sondern durch den Vollumrichter vom Netz entkoppelt.

2.3 Turm

Der Turm der Windenergieanlage ist ein Stahlrohrturm, ein Hybrid-Stahlurm oder ein Hybridurm.

Der Stahlrohrturm ist eine Röhre aus Stahlblech bestehend aus wenigen großen Stahlsektionen. Je nach Turmvariante kann die unterste Stahlsektion einteilig oder in mehrere Längselemente unterteilt sein. Die Längselemente werden zunächst am Aufstellort zu einer Stahlsektion verbunden. An den Enden der Stahlsektionen sind Flansche mit Bohrungen für die Montage angeschweißt. Die Stahlsektionen werden am Aufstellort aufeinandergestellt und miteinander verschraubt. Die Verbindung zum Fundament wird mithilfe eines Fundamentkorbs hergestellt.

Der Hybrid-Stahlurm ist eine Röhre aus Stahlblech, bestehend aus wenigen großen Stahlsektionen. Die unteren Stahlsektionen sind in mehrere gekantete Sektionsbleche unterteilt. Die oberen Stahlsektionen sind einteilig. Die gekanteten Sektionsbleche werden zunächst am Aufstellort zu Stahlsektionen zusammengeschraubt. Die einzelnen Stahlsektionen werden am Aufstellort aufeinandergestellt und miteinander verschraubt. Dies geschieht bei den längsgeteilten Stahlsektionen durch Verbindungsbleche und bei den einteiligen Stahlsektionen durch Flanschverbindungen. Die Verbindung zum Fundament wird mithilfe eines Fundamentkorbs hergestellt.

Der Hybridurm besteht im unteren Teil aus Betonsegmenten und im oberen Teil aus Stahlsektionen. Die Betonsegmente werden am Aufstellort aus Fertigteilen zusammengesetzt und aufeinandergestellt. Die oberen Stahlsektionen werden aufgesetzt und verschraubt. In vertikaler Richtung werden die Betonsegmente durch Spannglieder aus Spannstahl vorgespannt. Die Spannglieder verlaufen entweder vertikal durch Kanäle in den Betonsegmenten oder extern an der Turminnenwand. Sie sind im Turmfundament verankert.

Alle Türme werden bereits im Werk mit dem fertigen Anstrich bzw. Witterungs- und Korrosionsschutz versehen, sodass nach der Montage möglichst keine weiteren Arbeiten an der Turmoberfläche anfallen.

3 Netzeinspeisesystem

Der Permanentmagnet-Synchrongenerator ist über das Netzeinspeisesystem mit dem Netz gekoppelt. Dieses System besteht im Wesentlichen aus einem modularen Gleich- und Wechselrichtersystem mit jeweils einem gemeinsamen Gleichspannungszwischenkreis.

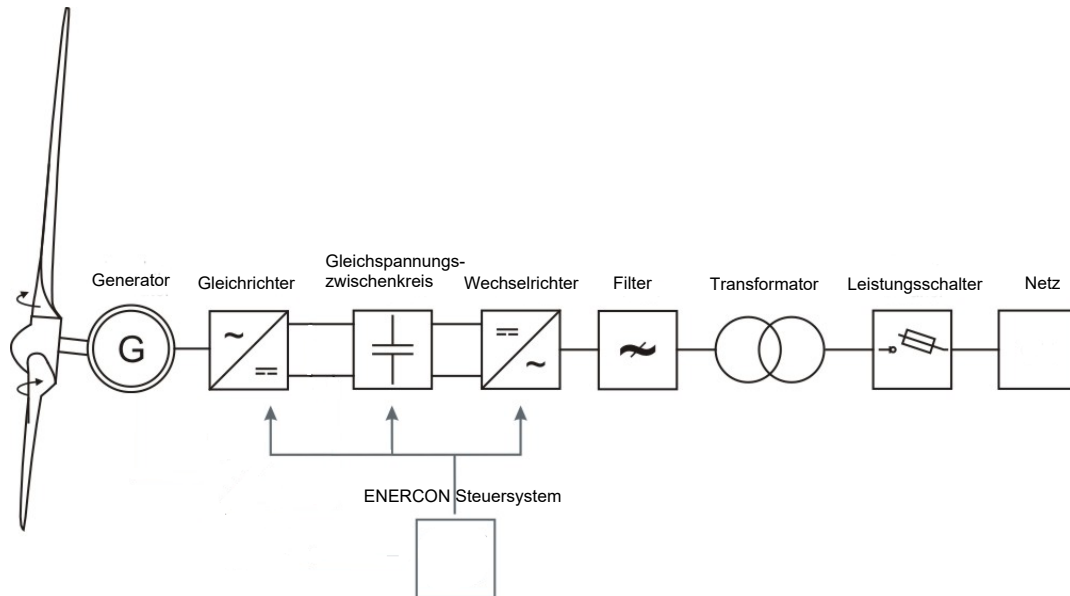


Abb. 2: Vereinfachtes elektrisches Diagramm einer Windenergieanlage

Das Netzeinspeisesystem wird – ebenso wie die Rotorblattverstellung – von dem Betriebsführungssystem mit den Zielen maximaler Energieertrag und hohe Netzverträglichkeit angesteuert.

Durch die Entkopplung von Generator und Netz kann die gewonnene Leistung optimal übertragen werden. Abrupte Änderungen der Windgeschwindigkeit wirken sich als kontrollierte Änderung der eingespeisten Leistung auf der Netzseite aus. Analog wirken sich eventuelle Störungen im elektrischen Netz praktisch nicht auf die mechanische Seite der Windenergieanlage aus. Die eingespeiste elektrische Leistung der Windenergieanlage kann von 0 kW bis zur Nennleistung exakt geregelt werden.

Im Allgemeinen werden die Merkmale, die eine bestimmte Windenergieanlage bzw. ein bestimmter Windpark hinsichtlich des Anschlusses an das aufnehmende Stromnetz aufweisen muss, vom Betreiber des Stromnetzes vorgegeben. Um unterschiedliche Forderungen erfüllen zu können, sind ENERCON Windenergieanlagen in verschiedenen Konfigurationen lieferbar.

Das Wechselrichtersystem in der Gondel wird je nach Anlagenkonfiguration ausgelegt. Ein Transformator in der Gondel wandelt die Niederspannung in die gewünschte Mittelspannung um.

Blindleistung

Die Windenergieanlage kann mit der standardmäßigen FACTS-Steuerung bei Bedarf Blindleistung bereitstellen und somit zur Blindleistungsbilanz und Spannungshaltung im Netz beitragen. Der maximale Blindleistungsbereich variiert je nach Windenergieanlagenkonfiguration.

Konfiguration FT

Die Windenergieanlage ist standardmäßig mit der FACTS-Technologie ausgerüstet, die die hohen Anforderungen spezifischer Netzkodizes erfüllt. Sie kann gestörte Systemzustände im Netz (Unterspannung, Überspannung, Kurzunterbrechungen etc.) mit einer Fehlerdauer von wenigen Sekunden durchfahren und somit während eines Fehlerzustands mit dem Netz verbunden bleiben.

Überschreitet die gemessene Spannung am Referenzpunkt einen definierten Grenzwert, wechselt die Windenergieanlage von dem Normalbetrieb in einen speziellen Fehlerbetriebsmodus.

Nach Fehlerklärung kehrt die Windenergieanlage in den Normalbetrieb zurück und speist die verfügbare Leistung in das Netz ein. Kehrt die Spannung nicht innerhalb einer einstellbaren Zeit in den für den Normalbetrieb zulässigen Betriebsbereich zurück, wird die Windenergieanlage vom Netz getrennt.

Bei Durchfahren des Netzfehlers gibt es verschiedene Fehlermodi mit unterschiedlichen Strategien der Einspeisung eines zusätzlichen Blindstroms während des Netzfehlers. Die Steuerungsstrategien beinhalten wiederum unterschiedliche Einstellmöglichkeiten für die Fehlerarten.

Die Auswahl einer geeigneten Steuerungsstrategie basiert auf spezifischen Projekt- und Netzanschlussbedingungen, die von dem zuständigen Netzbetreiber bestätigt werden müssen.

Konfiguration FTS

Konfiguration FT mit Option STATCOM

Wie Konfiguration FT, jedoch befähigt STATCOM die Windenergieanlage zusätzlich, Blindleistung abzugeben und aufzunehmen unabhängig davon, ob sie selbst Wirkleistung erzeugt und ins Netz einspeist. Ähnlich einem Kraftwerk kann sie damit das Stromnetz jederzeit aktiv stützen. Ob die Konfiguration eingesetzt werden kann, muss am jeweiligen Projekt geprüft werden.

Konfiguration FTQ

Konfiguration FT mit Option Q+

Die Konfiguration FTQ besitzt alle Eigenschaften der Konfiguration FT. Darüber hinaus verfügt sie über einen erweiterten Blindleistungsstellbereich.

Konfiguration FTQS

Konfiguration FT mit Optionen Q+ und STATCOM

Die Konfiguration FTQS besitzt alle Eigenschaften der Konfigurationen FTQ und FTS.

Frequenzschutz

ENERCON Windenergieanlagen können in Netzen mit einer Nennfrequenz von 50 Hz oder auch 60 Hz eingesetzt werden.

Der Arbeitsbereich der Windenergieanlagen ist durch einen unteren und oberen Grenzwert für die Frequenz vorgegeben. Über- und Unterfrequenzereignisse am Referenzpunkt der Windenergieanlage führen zum Auslösen des Frequenzschutzes und nach Ablauf der Verzögerungszeit von maximal 60 s zum Abschalten der Windenergieanlage.

Leistungs-Frequenz-Regelung

Kommt es aufgrund einer Netzstörung zu einer kurzfristigen Überfrequenz, kann die Windenergieanlage ihre Leistungseinspeisung dynamisch reduzieren, um einen Beitrag zur Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeuger- und Verbundnetz zu leisten.

Die eingespeiste Wirkleistung kann im Normalbetrieb vorbeugend begrenzt werden. Im Fall einer Unterfrequenz wird dann die durch diese Begrenzung vorgehaltene Leistung zur Frequenzstabilisierung bereitgestellt. Die Charakteristik dieser Regelung kann sehr flexibel an verschiedenste Anforderungen angepasst werden.

4 Sicherheitssystem

Die Windenergieanlage verfügt über eine Vielzahl von sicherheitstechnischen Einrichtungen, die dazu dienen, die Windenergieanlage dauerhaft in einem sicheren Betriebsbereich zu halten. Neben Komponenten, die ein sicheres Anhalten der Windenergieanlagen gewährleisten, zählt hierzu ein komplexes Sensorsystem. Dieses erfasst ständig alle relevanten Betriebszustände der Windenergieanlage und stellt die entsprechenden Informationen über das Fernüberwachungssystem ENERCON SCADA bereit.

Die Steuerung der Windenergieanlage erkennt mit den Sensoren eine Störung und versucht die Windenergieanlage mit verminderter Leistung weiter zu betreiben. Wird dadurch der die Störung verursachende Fehler nicht beherrscht, wird die Windenergieanlage von der Sicherheitssteuerung in den sicheren Zustand gebracht.

4.1 Sicherheitseinrichtungen

Not-Halt-Taster

In der Windenergieanlage befinden sich in der Bedieneinheit im Turmfuß, am Gondelsteuerschrank, gegebenenfalls im Turmeingangsbereich und an weiteren Positionen Not-Halt-Taster. Bei Betätigung eines Not-Halt-Tasters werden die Rotorblätter notverstellt. Dadurch wird der Rotor aerodynamisch gebremst. Ein Not-Halt schaltet die Windenergieanlage nur teilweise spannungsfrei.

Weiterhin versorgt werden:

- die Befeuerung
- die Beleuchtung
- die Steckdosen

4.2 Sensorsystem

Kontrolle der Sensoren

Die Funktionstüchtigkeit aller Sensoren wird entweder im laufenden Betrieb regelmäßig durch die Steuerung selbst oder, wo dies nicht möglich ist, im Zuge der Wartung kontrolliert.

Eine Vielzahl von Sensoren erfasst laufend den aktuellen Zustand der Windenergieanlage und die relevanten Umgebungsparameter. Die entsprechenden Informationen stellt das Sensorsystem über ein Fernüberwachungssystem bereit. Die Steuerung der Windenergieanlage wertet die Signale aus und steuert die Windenergieanlage so, dass die aktuell verfügbare Windenergie optimal ausgenutzt wird und dabei die Sicherheit des Betriebs gewährleistet ist.

Redundante Sensoren

Um eine Plausibilitätsprüfung durch Vergleich der gemeldeten Werte zu ermöglichen, sind für einige Betriebszustände redundante Sensoren eingebaut. Ein defekter Sensor wird zuverlässig erkannt und kann repariert oder durch die Aktivierung eines Reservesensors ersetzt werden. Die Windenergieanlage kann dadurch in der Regel ohne sofortigen Serviceeinsatz sicher weiter betrieben werden.

Drehzahlüberwachung

Die Steuerung der Windenergieanlage regelt durch Verstellung des Blattwinkels die Rotordrehzahl so, dass die Nenndrehzahl auch bei sehr starkem Wind nicht nennenswert überschritten wird. Wenn die Nenndrehzahl dennoch um einen festgelegten Wert überschritten wird, hält die Steuerung der Windenergieanlage die Windenergieanlage an. Die Windenergieanlage kann über das Fernüberwachungssystem neu gestartet werden.

Wenn ein Fehler vorliegt, wird die Windenergieanlage durch eine Notverstellung angehalten.

Luftspaltüberwachung

Der Luftspalt zwischen Rotor und Stator des Generators darf eine bestimmte Breite nicht unterschreiten. Der Luftspalt wird durch eine dedizierte Sensorik überwacht. Wenn der Luftspalt einen bestimmten Wert unterschreitet, wird die Windenergieanlage angehalten. Die Windenergieanlage kann neu gestartet werden, sobald die Ursache beseitigt wurde.

Temperaturüberwachung

Einige Komponenten der Windenergieanlage werden gekühlt. Zudem messen Temperatursensoren kontinuierlich die Temperatur an Komponenten, die vor hohen Temperaturen geschützt werden müssen.

Bei zu hohen Temperaturen wird die Leistung der Windenergieanlage reduziert, gegebenenfalls wird die Windenergieanlage angehalten.

Einige Messpunkte sind zusätzlich mit Übertemperaturschaltern ausgerüstet. Die Übertemperaturschalter veranlassen ebenfalls das Anhalten der Windenergieanlage nachdem eine bestimmte Temperatur überschritten wurde. Nach dem Abkühlen kann die Windenergieanlage wieder in Betrieb genommen werden, nachdem der Grund für die Überschreitung untersucht wurde.

Überwachung der Kabelverdrillung

Die Turmkabel haben im oberen Turmbereich so viel Bewegungsspielraum, dass die Gondel nach links und rechts gedreht werden kann, ohne dass die Turmkabel dabei beschädigt werden und überhitzen. Je nach Grad der Verdrillung und Höhe der Windgeschwindigkeit entscheidet die Steuerung der Windenergieanlage, wann die Turmkabel entdrillt werden müssen.

5 Steuerung

Die Steuerung der Windenergieanlage beruht auf einem speicherprogrammierbaren Steuerungssystem, das über Sensoren sämtliche Komponenten der Windenergieanlage sowie Daten, wie Windrichtung und Windgeschwindigkeit, abfragt und die Betriebsweise der Windenergieanlage entsprechend anpasst. Der aktuelle Status der Windenergieanlage und eventuelle Störungen werden im Anlagendisplay im Turmfuß und in der Gondel angezeigt.

5.1 Windnachführung

Auf dem Turmkopf befindet sich das Azimutlager mit einem Zahnkranz. Das Azimutlager ermöglicht die Drehung und somit die Windnachführung der Gondel.

Ist die Abweichung zwischen der Windrichtung und der Richtung der Rotorachse größer als der vorgegebene zulässige Maximalwert, werden die Azimutantriebe eingeschaltet, die die Gondel dem Wind nachführen. Die Steuerung der Azimutmotoren gewährleistet ein sanftes Anlaufen und Bremsen. Die Steuerung überwacht die Windnachführung. Erkennt sie Unregelmäßigkeiten, wird die Windnachführung deaktiviert und die Windenergieanlage angehalten.

5.2 Rotorblattverstellung

Funktionsprinzip

Das Blattverstellungssystem ändert die Position der Rotorblätter und damit den Anstellwinkel, mit dem die Luft das Blattprofil anströmt. Mit dem Blattwinkel ändert sich der Auftrieb des Rotorblatts und damit auch die Kraft, mit der der Rotor gedreht wird.

Im Automatikbetrieb (Normalbetrieb) wird der Blattwinkel so eingestellt, dass einerseits die im Wind enthaltene Energie optimal ausgenutzt wird und andererseits keine Überlastung der Windenergieanlage eintritt; ggf. werden dabei auch Randbedingungen wie Schalloptimierung eingehalten. Außerdem ermöglicht das Blattverstellungssystem das aerodynamische Abbremsen des Rotors.

Erreicht die Windenergieanlage ihre Nennleistung, dreht das Blattverstellungssystem die Rotorblätter bei weiter steigender Windgeschwindigkeit gerade so weit aus dem Wind, dass die Rotordrehzahl und die vom Wind aufgenommene und vom Generator umzusetzende Leistung die Nennwerte nicht oder nur unwesentlich übersteigen.

Blattwinkel

Besondere Rotorblattstellungen (Blattwinkel):

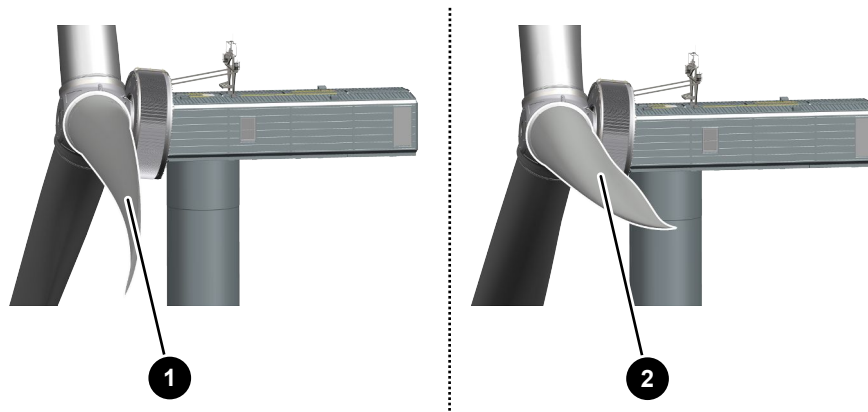


Abb. 3: Besondere Rotorblattstellungen

Rotorblattstellung	Erklärung
1	Stellung im Teillastbetrieb. Die Rotorblätter erzeugen maximalen Auftrieb. Der Rotor dreht sich.
2	Fahnenstellung. Die Rotorblätter erzeugen keinen Auftrieb. Der Rotor wird aerodynamisch gebremst und steht still oder bewegt sich minimal.

5.3 Start der Windenergieanlage

5.3.1 Startvorbereitung

Solange ein Hauptstatus > 0 ansteht, bleibt die Windenergieanlage angehalten. Sobald der Hauptstatus 0 wird, ist die Windenergieanlage bereit und der Startvorgang wird eingeleitet. Sollten bestimmte Randbedingungen für einen Start, wie z. B. das Laden der Notverstellkondensatoren, noch nicht abgeschlossen sein, wird der Status 0:3 Startvorbereitung angezeigt.

Während der Startvorbereitung beginnt eine 150 Sekunden dauernde Windmess- und Ausrichtungsphase der Windenergieanlage.

5.3.2 Windmessung und Ausrichtung der Gondel

Ist die Startvorbereitung abgeschlossen, wird der Status 0:2 Anlage bereit angezeigt.

Sofern sich die Steuerung im Automatikbetrieb befindet, die gemittelte Windgeschwindigkeit größer als ca. 1,8 m/s ist und die Abweichung der Windrichtung ausreichend für eine Windnachführung ist, beginnt die Windenergieanlage sich zum Wind auszurichten. Die Windenergieanlage geht ca. 60 Sekunden nach Abschluss der Startvorbereitung in den Trudelbetrieb über. Die Rotorblätter fahren langsam in den Wind und gleichzeitig werden die Notverstellkondensatoren geprüft.

Ist die Windenergieanlage mit Rotorblattlastsensoren ausgestattet, stoppen die Rotorblätter bei einem Winkel von 70° und führen dort den unter Umständen mehrere Minuten andauernden Abgleich der Rotorblattlastsensoren durch. Während dieser Zeit wird der Status 0:5 Abgleich Load Control angezeigt.

Liegt die mittlere Windgeschwindigkeit in der Zeit der Windmess- und Ausrichtungsphase von ca. 150 Sekunden oberhalb der aktuellen Einschaltwindgeschwindigkeit, beginnt der Startvorgang (Status 0:1). Anderenfalls bleibt die Windenergieanlage im Trudelbetrieb (Status 2:1 Windmangel: Windgeschwindigkeit zu niedrig).

Eigenbedarf

Da die Windenergieanlage zu diesem Zeitpunkt keine Wirkleistung erzeugt, wird die für den Eigenbedarf der Windenergieanlage notwendige elektrische Energie aus dem Netz bezogen.

5.3.3 Leistungseinspeisung

Sobald eine ausreichende Zwischenkreisspannung zur Verfügung steht wird der Einspeisevorgang eingeleitet. Nach Erhöhung der Drehzahl bei ausreichend Wind und bei einem Leistungssollwert > 0 kW werden die Netzschrütze (Niederspannungsseite) geschlossen und die Windenergieanlage beginnt mit der Einspeisung in das Netz.

Der Gradient für die Leistungserhöhung (dP/dt) nach einem Netzfehler oder nach einem Normalstart kann in der Steuerung innerhalb eines bestimmten Bereichs festgelegt werden.

5.4 Betriebsarten

Ist der Startvorgang beendet, arbeitet die Windenergieanlage im Automatikbetrieb (Normalbetrieb). Im Automatikbetrieb werden ständig die Windverhältnisse ermittelt, die Rotordrehzahl und die Generatorleistung optimiert, die Gondelposition der Windrichtung angepasst und sämtliche Sensorzustände erfasst.

Um die Stromerzeugung bei unterschiedlichen Windverhältnissen zu optimieren, wechselt die Windenergieanlage im Rahmen des Automatikbetriebs je nach Windgeschwindigkeit zwischen 3 Betriebsarten. Unter bestimmten Umständen hält die Windenergieanlage an, wenn die Konfiguration der Windenergieanlage dies vorsieht. Zusätzlich kann das Energieversorgungsunternehmen, in dessen Netz die erzeugte Energie eingespeist wird, die Möglichkeit bekommen, per Fernsteuerung das Verhalten der Windenergieanlage direkt zu beeinflussen, z. B. um die Einspeisung zeitweilig zu reduzieren.

Die Windenergieanlage wechselt zwischen folgenden Betriebsarten:

- Volllastbetrieb
- Teillastbetrieb
- Trudelbetrieb

5.4.1 Volllastbetrieb

Windgeschwindigkeit \geq Nennwindgeschwindigkeit

Bei und oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit hält die Windenergieanlage die Drehzahl des Rotors durch die Rotorblattverstellung auf ihrem Sollwert und begrenzt dadurch die Leistung auf ihren Nennwert.

5.4.2 Teillastbetrieb

Einschaltwindgeschwindigkeit \leq Windgeschwindigkeit $<$ Nennwindgeschwindigkeit

Während des Teillastbetriebs (die Windgeschwindigkeit liegt zwischen Einschalt- und Nennwindgeschwindigkeit) wird die maximal mögliche Leistung aus dem Wind entnommen. Die Rotordrehzahl und die Leistungsabgabe ergeben sich aus der jeweils aktuellen Windgeschwindigkeit. Dabei beginnt die Rotorblattverstellung schon im Grenzbereich zum Volllastbetrieb, um einen kontinuierlichen Übergang zu gewährleisten.

5.4.3 Trudelbetrieb

Windgeschwindigkeit $<$ Einschaltwindgeschwindigkeit

Bei Windgeschwindigkeiten unterhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit kann kein Strom ins Netz eingespeist werden. Die Windenergieanlage läuft im Trudelbetrieb, d. h. die Rotorblätter sind weitgehend aus dem Wind gedreht (Blattwinkel \geq ca. 60°), und der Rotor dreht sich langsam oder bleibt bei völliger Windstille stehen.

Durch die langsame Bewegung (Trudeln) werden die Rotorlager weniger belastet als bei längerem Stillstand und eine Wiederaufnahme der Stromerzeugung und -einspeisung bei wieder stärker werdendem Wind ist schneller möglich.

5.5 Sicheres Anhalten der Windenergieanlage

Die Windenergieanlage kann durch manuellen Eingriff oder automatisch durch die Steuerung angehalten werden.

Die Ursachen werden nach Gefährdung in Gruppen eingeteilt.

Anhalten der Windenergieanlage durch die Rotorblattverstellung

Bei einer nicht sicherheitsrelevanten Störung werden die Rotorblätter über die Steuerung der Windenergieanlage aus dem Wind gedreht, wodurch die Rotorblätter keinen Auftrieb mehr erzeugen und die Windenergieanlage sicher anhält.

Notverstellung

Die Notverstellkondensatoren haben die für eine Notverstellung nötige Energie gespeichert und werden während des Betriebs der Windenergieanlage im geladenen Zustand gehalten und laufend getestet. Bei einer Notverstellung wird jeder Blattverstellmotor von den zugehörigen Notverstellkondensatoren mit Energie versorgt. Die Rotorblätter fahren geregelt in eine Stellung, in der sie keinen Auftrieb erzeugen, die sogenannte Fahnenstellung.

Da die 3 Rotorblattverstelleinheiten sich sowohl gegenseitig kontrollieren als auch unabhängig voneinander funktionieren, können beim Ausfall einer Komponente die verbliebenen Rotorblattverstelleinheiten weiterhin arbeiten und den Rotor anhalten.

Notbremsung

Wenn ein Not-Halt-Taster gedrückt wird oder wenn bei drehendem Rotor die Rotorarretierung betätigt wird, leitet die Steuerung eine Notbremsung ein.

Dabei wird durch die Notverstellung der Rotorblätter der Rotor innerhalb von bis zu 60 Sekunden von der Nenndrehzahl bis nahezu zum Stillstand gebremst.

6 Fernüberwachung

Standardmäßig sind alle ENERCON Windenergieanlagen über das ENERCON SCADA System mit der regionalen Serviceniederlassung verbunden. Diese kann jederzeit die Betriebsdaten von jeder Windenergieanlage abrufen und ggf. sofort auf Auffälligkeiten und Störungen reagieren.

Auch alle Statusmeldungen werden über das ENERCON SCADA System an eine Serviceniederlassung gesendet und dort dauerhaft gespeichert. Nur so ist gewährleistet, dass alle Erfahrungen aus dem praktischen Langzeitbetrieb in die Weiterentwicklung der ENERCON Windenergieanlagen einfließen können.

Die Anbindung der einzelnen Windenergieanlagen läuft über den ENERCON SCADA Server, der üblicherweise in der Übergabestation oder in dem Umspannwerk eines Windparks aufgestellt wird. In jedem Windpark ist ein ENERCON SCADA Server installiert.

Auf Wunsch des Betreibers kann die Überwachung der Windenergieanlagen von einer anderen Stelle übernommen werden.



7 Wartung

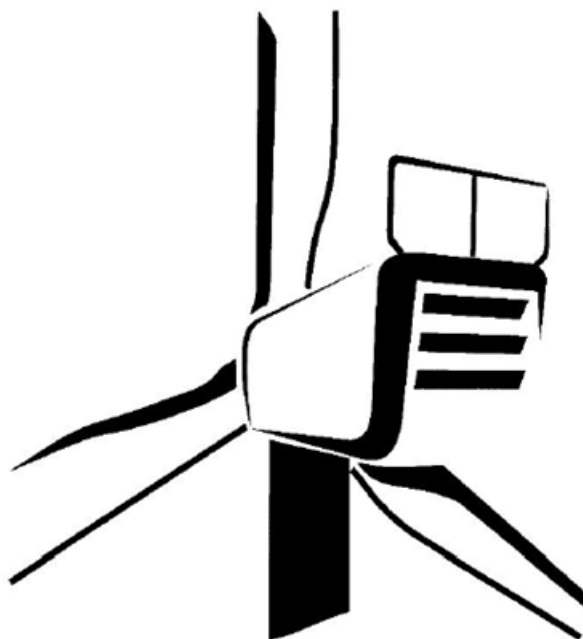
Um den dauerhaft sicheren und optimalen Betrieb der Windenergieanlage sicherzustellen, muss diese in regelmäßigen Abständen gewartet werden.

Die Windenergieanlagen werden regelmäßig, je nach Anforderung einmal jährlich, gewartet.

Bei der Wartung werden alle sicherheitsrelevanten Komponenten und Funktionen geprüft, z. B. das Blattverstellungssystem, die Windnachführung, die Sicherheitssysteme, das Blitzschutzsystem, die Anschlagpunkte zur Personensicherung und die Sicherheitssteigleiter. Die Schraubverbindungen an den tragenden Verbindungen (Hauptstrang) werden geprüft. Alle weiteren Komponenten werden einer Sichtprüfung unterzogen, bei der Auffälligkeiten und Schäden festgestellt werden. Verbrauchte Schmierstoffe werden nachgefüllt.

Die Wartungsintervalle und Wartungsumfänge können je nach regionalen Richtlinien und Normen abweichen.

 	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: E0004923352
		Rev.: 15
TECHNISCHE BESCHREIBUNG Delta4000 - N149/5.X		Seite: 1/22



- Übersetzung des Originaldokuments (2000629EN, Rev. 14) -
Dies ist eine Übersetzung aus dem Englischen.
Im Zweifelsfall ist der englische Text maßgebend.

Sprache: DE - German
Abteilung: Engineering/CPS

Bearbeiter  24-05-2024	Prüfer  29-05-2024	Freigeber
---	---	-----------

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung seines Inhalts, vollständig oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy SE & Co. KG. Die in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Nordex-Mitarbeiter und Mitarbeiter von vertrauenswürdigen Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy SE & Co. KG und Nordex SE und deren verbundenen Unternehmen im Sinne der §§ 15ff. des Aktiengesetzes (AktG) bestimmt und dürfen keinesfalls (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

© 2024 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg, Deutschland

Dieses Dokument enthält Informationen, deren Eigentumsrechte bei der Nordex Group liegen und die ohne die vorherige schriftliche Genehmigung durch autorisiertes Personal der Nordex Group nicht kopiert, verwendet, veröffentlicht oder in irgendeiner Form an Dritte weitergegeben werden dürfen. Alle hierin enthaltenen Informationen sind vertraulich zu behandeln und ausschließlich zum Nutzen der Nordex Group zu verwenden.

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Phone: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N149/5.X

1.	Aufbau	5
1.1	Turm	5
1.2	Rotor	6
1.3	Maschinenhaus.....	6
1.4	Hilfssysteme	8
1.4.1	Automatisches Schmiersystem	8
1.4.2	Heizungen	8
1.4.3	Elektrischer Kettenzug und Brückentraverse	8
1.4.4	Kühlung	8
2.	Steuerung und elektrisches System	9
2.1	Sicherheitssysteme	9
2.2	Blitz-/Überspannungsschutz, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)	10
2.3	Mittelspannungsanlage	10
2.4	Niederspannungsnetzformen	11
2.5	Eigenbedarf der Windenergieanlage	11
3.	Optionen	12
4.	Technische Daten	13
4.1	Technische Konzeption	13
4.2	Türme.....	14
4.3	Rotor und Rotorblätter	14
4.4	Maschinenhaus.....	15
4.4.1	Rotorwelle.....	15
4.4.2	Bremse und Getriebe	15
4.4.3	E-Kettenzug und Brückentraverse.....	16
4.5	Elektrische Anlage	16
4.5.1	Transformator.....	16
4.5.2	Mittelspannungsschaltanlage.....	17
4.5.3	Generator	18
4.6	Kühlung	18
4.7	Pitchsystem	19
4.8	Azimutsystem	19
4.9	Korrosionsschutz	19
4.10	Automatisierungssysteme	20

1. Aufbau

Die Windenergieanlage Nordex N149/5.X ist eine drehzahlvariable Windenergieanlage mit einem Rotordurchmesser von 149,1 m und einer Nennleistung bis zu 5700 kW (projektspezifisch bis zu 5900 kW), welche standortabhängig angepasst werden kann. Die Windenergieanlage ist für die Klasse S gemäß IEC 61400-1 bzw. Windzone S nach DIBt 2012 ausgelegt und wird in den Varianten für 50 Hz und 60 Hz angeboten.

Die Windenergieanlage Nordex N149/5.X besteht aus folgenden Hauptbestandteilen:

- Rotor mit Rotornabe, drei Rotorblättern und dem Pitchsystem
- Maschinenhaus mit Rotorwelle und -lager, Getriebe, Generator, Azimutsystem, Mittelspannungstransformator und Umrichter
- Stahlrohrturm, Hybridturm oder Betonturm mit Mittelspannungsschaltanlage

1.1 Turm

Die Windenergieanlage N149/5.X kann auf einem Stahlrohrturm, einem Hybridturm oder einem Betonturm errichtet werden. Der Stahlrohrturm besteht aus mehreren konischen oder zylindrischen Sektionen. Der Turm wird mit dem im Fundament einbetonierten Ankerkorb verschraubt. Der Hybridturm besteht im unteren Teil aus einem Betonturm und im oberen Teil aus einem Stahlrohrturm mit drei Sektionen. Der Betonturm besteht komplett aus Betonelementen.

Eine Aufstiegshilfe wie z.B. eine Befahranlage oder eine Steighilfe, die Steigleiter mit dem Fallschutzsystem sowie Ruhe- und Arbeitsplattformen innerhalb des Turmes ermöglichen einen wettergeschützten Aufstieg in das Maschinenhaus.

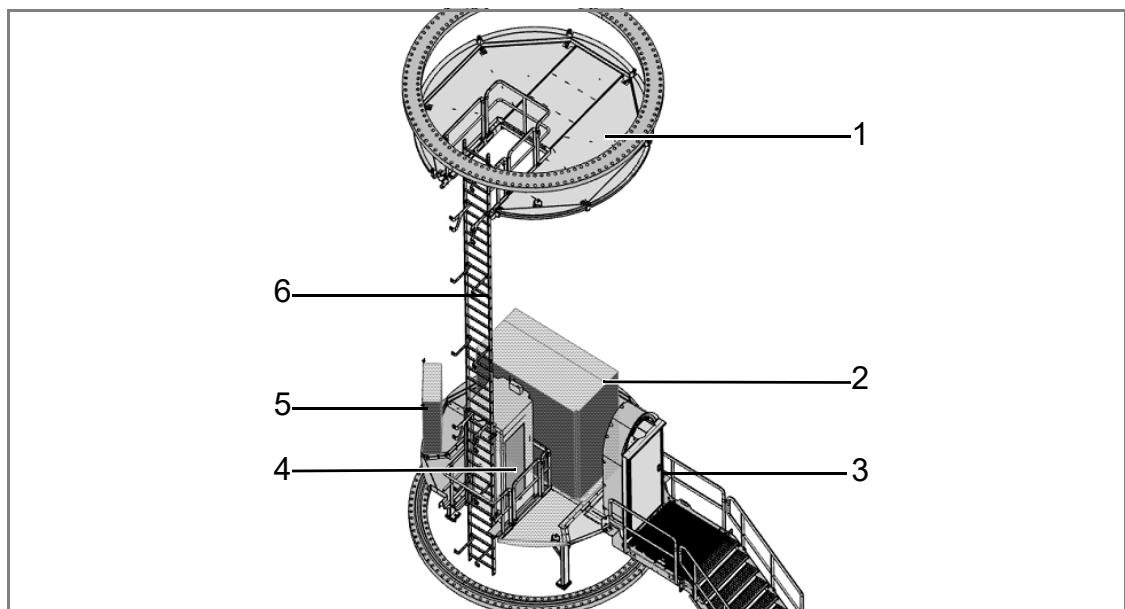


Abb. 1: Übersicht der Einbauten in der Bottomsektion des Stahlrohrturms mit Befahranlage (bei Steighilfe abweichende Darstellung)

- | | |
|---------------------|--------------------|
| 1 Plattform Flansch | 4 Turmbefahranlage |
| 2 MS-Schaltanlage | 5 Steuerschrank |
| 3 Turmzugang | 6 Leiterweg |

Die Fundamentkonstruktion aller Türme hängt von den Bodenverhältnissen am vorgesehenen Standort ab.

1.2 Rotor

Der Rotor besteht aus der Rotornabe mit drei Drehverbindungen, dem Pitchsystem zur Blattverstellung, sowie drei Rotorblättern.

Die **Rotornabe** besteht aus einem Grundkörper mit Tragsystem und Spinner. Der Grundkörper besteht aus einer steifen Gusskonstruktion, auf welcher die Pitchdrehverbindungen und die Rotorblätter montiert werden. Die Rotornabe ist verkleidet mit einem Spinner, der den direkten Zugang aus dem Maschinenhaus in die Rotornabe ermöglicht.

Die **Rotorblätter** sind aus hochwertigem glasfaser- und kohlenstofffaserverstärktem Kunststoff hergestellt. Das Rotorblatt wird statisch und dynamisch nach IEC 61400-23 und DNVGL-ST-0376 getestet.

Das **Pitchsystem** dient dem Einstellen des von der Steuerung vorgegebenen Rotorblattwinkels der Rotorblätter. Es besteht für jedes Rotorblatt aus einem elektromechanischen Antrieb mit Drehstrommotor, Planetengetriebe und Antriebsritzel sowie einer Steuereinheit mit Frequenzumrichter und Notstromversorgung. Spannungsversorgung und Signalübertragung erfolgen über einen Schleifring, der sich im Maschinenhaus befindet.

1.3 Maschinenhaus

Das Maschinenhaus beinhaltet wesentliche mechanische und elektrische Komponenten einer Windenergieanlage.

Die **Rotorwelle** überträgt die Drehbewegung des Rotors auf das Getriebe und ist im **Rotorlager** im Maschinenhaus gelagert. Im Rotorlagergehäuse ist eine Rotorarretierung integriert, mit welcher der Rotor zuverlässig mechanisch festgesetzt werden kann.

Mit der mechanischen **Rotorbremse** wird der Rotor während der Wartungsarbeiten festgesetzt. Der nötige Öldruck wird im Bedarfsfall durch die Hydraulikpumpe erzeugt.

Das **Getriebe** erhöht die Drehzahl des Rotors auf die für den Generator erforderliche Drehzahl. Die Getriebelager und die Verzahnung werden kontinuierlich mit Öl versorgt. Ein Kombi-Filterelement mit Grob-, Fein- und Feinstfilter hält Feststoffe zurück. Die Verschmutzung des Filterelementes wird durch die Steuerung überwacht. Das Getriebeöl übernimmt neben der Schmierung auch die Funktion der Kühlung des Getriebes. Die Getriebelager- und Öltemperaturen werden kontinuierlich überwacht. Ist die Betriebstemperatur noch nicht erreicht, führt ein Thermo-Bypass das Getriebeöl direkt zurück in das Getriebe. Erst wenn die Getriebeöltemperatur einen vorgegebenen Wert erreicht, wird das Getriebeöl über einen Öl/Wasser-Kühler, der sich direkt am Getriebe befindet, gekühlt. Dadurch wird die Getriebeöltemperatur im Betrieb in einem schmalen Temperaturbereich gehalten.

Die **Kupplung** stellt die kraftübertragende Verbindung zwischen dem Getriebe und dem Generator her.

Der **Generator** ist eine 6-polige, doppelt gespeiste Asynchronmaschine. Der Generator besitzt einen aufgebauten Luft-Wasser-Wärmetauscher und ist an den Kühlkreislauf angeschlossen.

Der **Umrichter** verbindet das elektrische Netz mit dem Generator, wodurch der Generator drehzahlvariabel arbeiten kann.

Der **Transformator** wandelt die Niederspannung des Generator-Umrichter-Systems in Mittelspannung des Windparknetzes um. Der Transformator wird durch den Anschluss an den Kühlkreislauf gekühlt.

Im **Schaltschrank** sind alle notwendigen elektrischen Bauteile für die Steuerung und Versorgung der Anlage untergebracht.

Das Kühlwasser wird durch einen **Passivkühler** auf dem Maschinenhausdach rückgekühlt.

Mit den **Azimutantrieben** wird das Maschinenhaus optimal in den Wind gedreht. Die Azimutantriebe befinden sich auf dem Maschinenträger im Maschinenhaus. Sie bestehen jeweils aus Elektromotor, mehrstufigem Planetengetriebe und Antriebsritzel. Die Antriebsritzel greifen in die Außenverzahnung der Azimutdrehverbindung ein. In ausgerichteter Position wird das Maschinenhaus mit den Azimutantrieben gehalten.

Alle Baugruppen im Maschinenhaus werden durch die **Maschinenhausverkleidung** vor den Einflüssen von Wind und Wetter geschützt.

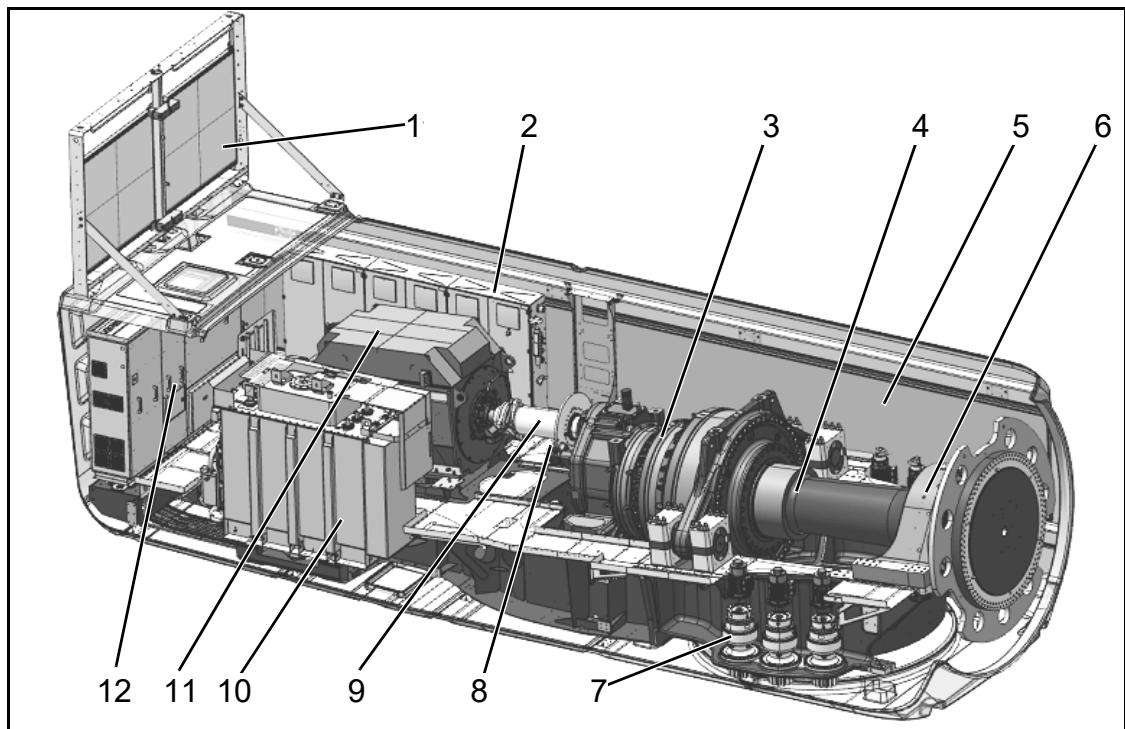


Abb. 2: Schematische Darstellung Maschinenhaus

- | | | | |
|---|--------------------------|----|----------------|
| 1 | Passivkühler | 7 | Azimutantriebe |
| 2 | Schaltschrank | 8 | Rotorbremse |
| 3 | Getriebe | 9 | Kupplung |
| 4 | Rotorwelle | 10 | Transformator |
| 5 | Maschinenhausverkleidung | 11 | Generator |
| 6 | Rotorlager | 12 | Umrichter |

1.4 Hilfssysteme

1.4.1 Automatisches Schmiersystem

Generatorlager, Verzahnung der Pitchdrehverbindungen, Rotorlager und Verzahnung der Azimutdrehverbindung sind jeweils standardmäßig mit einem **automatischen Schmiersystem** ausgestattet.

1.4.2 Heizungen

Getriebe, Generator, der Kühlkreislauf und alle relevanten Schaltschränke sind mit **Heizungen** ausgestattet.

1.4.3 Elektrischer Kettenzug und Brückentraverse

Im Maschinenhaus dient ein fest installierter elektrischer **Kettenzug** zum Heben von Werkzeugen, Bauteilen und sonstigem Arbeitsmaterial vom Erdboden in das Maschinenhaus.

Eine Brückentraverse inklusive Schiebefahrwerk ist vorbereitet für die Verwendung eines Handkettenzug zum Bewegen der Materialien innerhalb des Maschinenhauses.

1.4.4 Kühlung

Zwei voneinander getrennte Kühlkreisläufe sorgen für eine Kühlung der Großkomponenten. Umrichter und Getriebe werden in einem und Generator und Transformator in dem anderen Kühlkreislauf gekühlt.

Beide Kühlkreisläufe sind mit Passivkühlern auf dem Maschinenhausdach verbunden, in denen das Wasser rückgeköhlt wird.

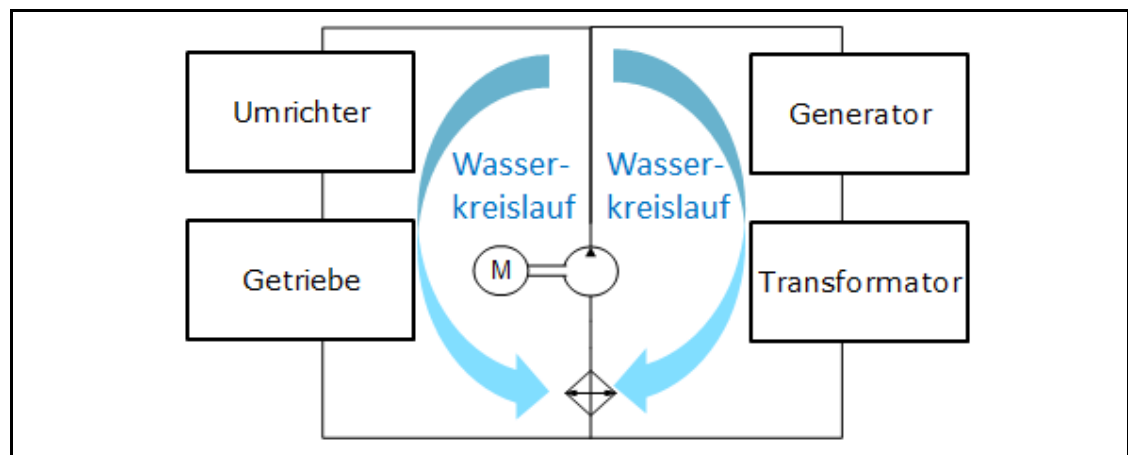


Abb. 3: Schematische Darstellung Kühlkreislauf

2. Steuerung und elektrisches System

Die WEA arbeitet automatisch. Eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) überwacht mit einer Vielzahl an Sensoren ständig die Betriebsparameter, vergleicht die Ist-Werte mit den entsprechenden Soll-Werten und erteilt an die Anlagenkomponenten die erforderlichen Steuerbefehle. Die Betriebsparameter werden von Nordex vorgegeben und sind auf den jeweiligen Standort abgestimmt. Die Steuerung befindet sich in einem Schaltschrank im Turmfuß.

Bei Windstille bleibt die WEA im Ruhezustand. Nur verschiedene Hilfssysteme, wie Heizungen, Getriebschmierung und die SPS, die die Daten der Windmessenrichtung überwacht, sind in Betrieb oder werden nach Bedarf zugeschaltet. Alle anderen Systeme sind ausgeschaltet und verbrauchen keine Energie. Der Rotor trudelt. Wird die Einschaltwindgeschwindigkeit erreicht, wechselt die WEA in den Zustand „Betriebsbereit“. Jetzt werden alle Systeme getestet, das Maschinenhaus nach dem Wind ausgerichtet und die Rotorblätter in den Wind gedreht. Ist eine bestimmte Drehzahl erreicht, wird der Generator ans Netz gekoppelt und die WEA produziert elektrische Energie.

Bei niedrigen Windgeschwindigkeiten arbeitet die WEA im Teillastbetrieb. Dabei bleiben die Rotorblätter maximal in den Wind gedreht. Die von der WEA abgegebene Leistung hängt von der Windgeschwindigkeit ab.

Bei Erreichen der Nennwindgeschwindigkeit geht die WEA in den Nennlastbereich über. Erhöht sich die Windgeschwindigkeit weiter, bewirkt die Drehzahlregelung eine Änderung der Rotorblattwinkel, so dass im Ergebnis die Rotordrehzahl und damit die Leistungsabgabe der WEA konstant gehalten werden.

Das Azimutsystem sorgt dafür, dass sich das Maschinenhaus stets optimal im Wind ausrichtet. Dazu messen zwei getrennte Windmesssysteme auf dem Maschinenhaus die Windrichtung. Dabei wird für die Steuerung nur ein Windmesssystem herangezogen, während das zweite das erste überwacht und bei dessen Ausfall einspringt. Weicht die gemessene Windrichtung zu sehr von der Ausrichtung des Maschinenhauses ab, wird das Maschinenhaus aktiv nachgeführt.

Die Umwandlung der vom Rotor aufgenommenen Windenergie in elektrische Energie erfolgt mit einem doppelt gespeisten Asynchrongenerator mit Schleifringläufer. Sein Stator ist direkt und der Rotor über einen speziell gesteuerten Frequenzumrichter mit dem Mittelspannungstransformator verbunden, der die Anlage mit dem Netz verbindet. Dadurch muss nur ein Teil der Leistung über den Umrichter geführt werden, was geringe elektrische Systemverluste ermöglicht.

2.1 Sicherheitssysteme

Nordex-Windenergieanlagen sind mit technischen Ausrüstungen und Einrichtungen ausgestattet, die dem Personen- und Anlagenschutz dienen und einen dauerhaften Betrieb gewährleisten. Die gesamte Anlage ist entsprechend der Maschinenrichtlinie 2006/42/EG ausgelegt und nach IEC 61400 zertifiziert.

Die Überwachung sicherheitsrelevanter Parameter in der Anlagensteuerung erfolgt kontinuierlich. Dabei werden die Sensordaten der sicheren Sensoren über ein sicheres Bussystem zur Auswertung an die sichere Steuerung übermittelt. Bei Überschreitung festgelegter Parameter wird die Anlage über sichere Aktorik gestoppt und in einen sicheren Zustand gesetzt.

In Abhängigkeit von der Abschaltursache werden unterschiedliche Bremsprogramme ausgelöst. Bei äußeren Ursachen, wie zu hoher Windgeschwindigkeit oder Unterschreitung der Betriebstemperatur, wird die Anlage mittels Rotorblattverstellung sanft gebremst.

Weitere Sicherheitsfunktionen dienen dem sicheren Stillsetzen von Antrieben für Wartungsarbeiten.

2.2 Blitz-/Überspannungsschutz, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)

Der Blitz-/Überspannungsschutz der Windenergieanlage basiert auf dem EMV-orientierten Blitzschutzkonzept, das aus der Ausführung von inneren und äußeren Blitz-/Überspannungsschutzmaßnahmen, unter Berücksichtigung der Norm IEC 61400-24, besteht. Die Windenergieanlage ist nach Blitzschutzklasse I ausgelegt.

Die Windenergieanlage mit den elektrischen Betriebsmitteln, Verbrauchern, der Mess-, Steuer-, Regelungs-, Schutz-, Informations- und Telekommunikationstechnik erfüllt die EMV-Anforderungen entsprechend der IEC 61400-1.

2.3 Mittelspannungsanlage

Die Mittelspannungskomponenten dienen dem Anschluss einer WEA an das Mittelspannungsnetz im Windpark oder an das Netz des örtlichen Netzbetreibers. Im Turmfuß befindet sich die **MS-Schaltanlage**. Diese besteht aus einem Transformatorfeld mit Leistungsschalter und mindestens einem Ringkabelfeld als Standard oder bis zu drei Ringkabelfeldern als Option (abhängig von der Windpark-Konfiguration). Das Transformatorfeld setzt sich zusammen aus einem Vakuum-Leistungsschalter und dem Trennschalter mit Erdungsschalter. Das Ringkabelfeld besteht aus einem Lasttrennschalter mit Erdungsschalter. Die gesamte MS-Schaltanlage ist auf einem Bodenrahmen/Adapterrahmen montiert.

Weitere Eigenschaften der MS-Schaltanlage:

- Stückprüfungen jeder Schaltanlage gemäß IEC 62271-200
- Typgeprüft, SF6 isoliert
- Innenraumschaltanlage für abgeschlossene elektrische Betriebsstätten (min. IP2X)
- SF-6 Kessel: metallgeschottet, metallgekapselt (min. IP65), unabhängig gegenüber Umwelteinflüssen
- Angezeigte Schaltstellungen „Ein - Aus - Geerdet“
- Prüfklemmleiste für Sekundärprüfung
- Wartungsarm nach Klasse E2 (IEC 62271-100)

Bei technischer Verfügbarkeit kann Nordex alternativ zu herkömmlichen SF6-isolierten Schaltanlagen auch SF6-freie Schaltanlagen liefern. Die Möglichkeit ist im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

Der Anlagenschutz der MS-Schaltanlage wird durch folgende Punkte erreicht:

- Erhöhter Personen- und Anlagenschutz bei Störlichtbögen durch Typprüfung nach IEC 62271-200
- Wandlerstromversorgtes und einschaltstromstabilisiertes Schutzgerät als UMZ-Relais (Unabhängiger Maximalstromzeitschutz)
- Betätigungsöffnungen für Schaltgeräte sind funktional gegeneinander verriegelt und optional abschließbar
- Korrosionsschutz der Schaltzellen durch Feuerverzinkung und lackierte Oberflächen
- Druckentlastung durch Druckabsorberkanal im Falle eines Störlichtbogens. Alternativ kann für die USA ein Lichtbogenunterdrücker im Tank und im Kabelanschlussraum installiert sein.

Transformator und **Umrücker** sind im Maschinenhaus platziert. Der Transformator ist nach IEC 60076-16 spezifiziert.

Die Stahlbauteile am Transformator sind nach Korrosionsschutzklasse C3 (H) ausgelegt.

Weitere Schutzvorkehrungen:

- Geerdeter Kessel (Estertrafo)
- Übertemperaturschutz durch Temperaturfühler und -relais
- Hermetikschutz (Leckage) und Überdruckschutz bei Estertrafo

2.4 Niederspannungsnetzformen

Das **750-V-Niederspannungsnetz** ist die primäre, energietechnische Niederspannungsanlage der Windenergieanlage. Als IT-Netzform und Dreiphasendrehstromnetz ist es von der Erde isoliert. Die Elemente der elektrischen Betriebs- und Messmittel dieses Netzes sind direkt oder über separate Schutzpotenzialausgleichsleitungen geerdet. Als weitere Schutzmaßnahme des Personen- und Anlagenschutzes im 750-V-IT-Netz ist eine zentrale Isolationsüberwachungseinrichtung installiert.

Das **400-V-/230-V-Niederspannungsnetz** ist die Niederspannungseigenbedarfsanlage der Windenergieanlage. Es ist als TN-S-Netzform und Dreiphasendrehstromnetz an den speisenden Netztransformatoren direkt sternpunktgeerdet. Der Schutzerdungsleiter PE und Neutralleiter sind separat vorhanden. Die Körper elektrischer Betriebsmittel und Verbraucher sind unter Einbeziehung des zusätzlichen Schutzpotenzialausgleichs direkt und unmittelbar über Schutzerdungsleiterverbindungen mit den Sternpunkten der speisenden Netztransformatoren verbunden.

2.5 Eigenbedarf der Windenergieanlage

Der Niederspannungseigenbedarf der Windenergieanlage im WEA-Stand-by-Betrieb und WEA-Einspeisebetrieb wird durch folgende Verbraucher angefordert:

- Anlagensteuerung inklusive Steuerung Hauptumrichter
- 400-V-/230-V-Eigenbedarf Hauptumrichter
- 230-V-AC-USV-Versorgung inklusive 24-V-DC-Versorgung
- Azimutsystem
- Pitchsystem
- Nebenantriebe wie Pumpen, Lüfter und Schmieranlagen
- Heizungen und Beleuchtung
- Hilfssysteme wie Befahranlage, Gefahrenfeuer

Langzeitmessungen zeigen, dass die durchschnittliche, auf das Jahr bezogene Grundlast der Niederspannungseigenbedarfsanlage im WEA-Einspeisebetrieb im mittleren 10 min-Mittelwert ca. 15 kW beträgt und der maximale 10 min-Mittelwert bis zu 25 kW/32kVA erreichen kann. Diese Werte sind bereits in den Leistungskurven enthalten.

Für Standorte mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,5 m/s fallen ca. 10 MWh Eigenverbrauch an, dieser Wert ist jedoch sehr standortabhängig.

Der Eigenverbrauch ist definiert als der Energiebezug der WEA aus dem Stromnetz für den Zeitraum, in dem die WEA keinen Strom in das Netz einspeist.

	Technische Beschreibung	E0004923352 Rev. 15/06.05.2024
---	-------------------------	-----------------------------------

3. Optionen

Als zusätzliche Ausstattung für Nordex-Windenergieanlagen stehen verschiedene Optionen auf Anfrage zur Verfügung.

Die Möglichkeit der optionalen Ausstattung ist im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

4. Technische Daten

4.1 Technische Konzeption

Technische Konzeption	
Überlebenstemperatur	-40 °C bis +50 °C
Betriebstemperaturbereich Normal Climate Version	-20 °C bis +40 °C ¹⁾
Betriebstemperaturbereich Cold Climate Version	-30 °C bis +40 °C ¹⁾
Stopp	Standard: -20 °C, Wiederanlauf bei -18 °C CCV: -30 °C, Wiederanlauf bei -28 °C
Max. Höhe über N.N.	2000 m ¹⁾
Zertifikat	gemäß IEC 61400-22 und DIBt 2012
Typ	3-Blatt-Rotor mit horizontaler Achse Luv-Läufer
Leistungsregelung	aktive Einzelblattverstellung
Nennleistung	bis zu 5700 kW ¹⁾
Nennleistung ab Windgeschwindigkeit (bei einer Luftdichte von 1,225 kg/m ³)	ca. 13,0 m/s
Betriebsdrehzahlbereich des Rotors	6,2 min ⁻¹ bis 12,2 min ⁻¹
Nenndrehzahl	ca. 10,7 min ⁻¹
Einschaltwindgeschwindigkeit	3 m/s
Abschaltwindgeschwindigkeit	26 m/s ²⁾
Wiedereinschaltwindgeschwindigkeit	25,5 m/s ²⁾
Rechnerische Lebensdauer	≥20 Jahre

¹⁾ Nennleistung wird in Abhängigkeit vom Leistungsfaktor und der Aufstellhöhe bis zu definierten Temperaturbereichen erreicht. Die N149/5.X kann projektabhängig mit bis zu 5900 kW betrieben werden.

²⁾ Die Abschaltwindgeschwindigkeit kann projektspezifisch zur Sicherstellung der Standsicherheit reduziert werden.

4.2 Türme

Türme	TS100-00	TS105-01	TS108-05	TS125-04	TS135-01	TS155-02
Nabenhöhe*	100,4 m	104,7 m	108,0 m	125,4 m	135,0 m	154,9 m
Turmtyp	Stahlrohrturm					
Windklasse	DIBt S/ IEC S	DIBt S/ IEC S	IEC S	DIBt S IEC S	DIBt S IEC S	IEC S
Anzahl Turmsektionen	4	4	5	6	6	6
Oberflächen- beschaffenheit	Farbsystembeschichtung (Farbcode: RAL 7035 light grey)					

Türme	TC120N-01	TCS164
Nabenhöhe*	120,0 m	164,0 m
Turmtyp	Betonturm	Hybridturm
Windklasse	IEC S	DIBt S IEC S
Anzahl Turmsektionen	Betonturm	3 Stahlsektionen 1 Betonteil
Oberflächen- beschaffenheit	Sichtbeton	**

* Beinhaltet Fundamenthöhe über Geländeoberkante

** Stahlsektion: Farbsystembeschichtung; Betonteil: Sichtbeton

4.3 Rotor und Rotorblätter

Rotor	
Rotordurchmesser	149,1 m
Überstrichene Fläche	17460 m ²
Nennleistung/Fläche	326,5 W/m ²
Neigungswinkel der Rotorwelle	5°
Konuswinkel der Rotorblätter	4,0°

Rotorblatt	
Material	glasfaser- und kohlenstofffaserverstärkter Kunststoff
Gesamtlänge	72,4 m

Rotornabe	
Material Rotornabengrundkörper	Gussteil
Material Spinner	glasfaserverstärkter Kunststoff

4.4 Maschinenhaus

Maschinenhaus

Tragwerk	geschweisste Stahlkonstruktion
Verkleidung	glasfaserverstärkter Kunststoff
Maschinenträger	Gussteil
Generatorträger	geschweisste Stahlkonstruktion

4.4.1 Rotorwelle

Rotorwelle/Rotorlagerung

Typ	geschmiedete Hohlwelle
Material	42CrMo4 oder 34CrNiMo6
Lagertyp	Pendelrollenlager
Schmierung	regelmäßig mit Schmierfett

4.4.2 Bremse und Getriebe

Mechanische Bremse

Typ	aktive betätigte Scheibenbremse
Anordnung	auf der schnellen Welle
Anzahl der Bremskaliber	1
Material der Bremsbeläge	organisches Belagmaterial

Getriebe

Typ	mehrstufiges Planetengetriebe + Stirnradstufe
Übersetzungsverhältnis	50 Hz: $i = 117.28 \pm 0.5 \%$ 60 Hz: $i = 140.73 \pm 0.5 \%$
Schmierung	Zwangsschmierung
Ölmenge inkl. Kühlkreislauf	max. 650 l
Öltyp	VG 320
Max. Öltemperatur	ca. 77 °C
Ölwechsel	Wechsel nach Bedarf

4.4.3 E-Kettenzug und Brückentraverse

E-Kettenzug und Brückenkrantraverse	
E-Kettenzug max. Last	min. 850 kg
Brückentraverse max. Last	Schiebefahrwerk zur Aufnahme eines Handkettenzugs 1000 kg

4.5 Elektrische Anlage

Elektrische Anlage	
Nennleistung P_{nG}	bis zu 5900* kW
Nennspannung	3 x AC 750 V \pm 10 % (Grid-Code-spezifisch)
Nennstrom bei voller Blindstromspeisung I_{nG} bei S_{nG}	4889 A
Nennscheinleistung S_{nG} bei P_{nG}	6351 kVA
Leistungsfaktor bei P_{nG}	1,00 als Standardeinstellung 0,929 untererregt (induktiv) bis 0,929 übererregt (kapazitiv) möglich
Frequenz	50 und 60 Hz

*) Alle Angaben sind Maximalwerte. Abhängig von der jeweiligen Bemessungsspannung, Bemessungsscheinleistung und WEA-Bemessungswirkleistung können die Werte variieren.

4.5.1 Transformator

Transformator*	50 Hz	60 Hz
Gesamtgewicht	ca. 9 t	
Isolationsmedium	Ester	
Bemessungsspannung U_S , U_r	750 V	
Bemessungsspannung U_{OS} , abhängig vom MS-Netz, U_r	20 kV / 30 kV / 34 kV	
Anzapfungen überspannungsseitig	20 kV und 30 kV: + 4 x 2,5 % 34 kV: + 4 x 0,5 kV	
Netzspannung U_{OS}	20; 20,5; 21; 21,5; 22 kV 30; 30,75; 31,5; 32,25; 33 kV 34; 34,5; 35; 35,5; 36 kV	
Bemessungsfrequenz f_r	50 Hz	60 Hz
Schaltgruppe	Dy5	
Aufstellungshöhe (NN)	bis 2000 m	
Bemessungsscheinleistung S_r	6350 kVA	

Transformator*	50 Hz	60 Hz
Kurzschlussspannung, U_z	8 bis 9 % \pm 10 % Toleranz	
Mindestwert des maximalen Wirkungsgrades η , (EU) 2019/1783, 548/2014	99,571 %	–
Einschaltstrom	$\leq 5,5 \times I_N$ (Scheitelwert)	
Verlustleistung ¹⁾ Leerlaufverluste Kurzschlussverluste	ECO VERSION (EU) 2019/1783, 548/2014) Minimaler Spitzenwirkungsgrad-Index PEI=99,571% 2900 W 70000 W	4000 W 71000 W
	NON-ECO VERSION 4000 W 71000 W	

*) Angaben sind (sofern nicht anders angegeben) Maximalwerte. Abhängig von der jeweiligen Bemessungsspannung, Bemessungsscheinleistung und WEA-Bemessungswirkleistung können die Werte abweichen.

1) Richtwerte

4.5.2 Mittelspannungsschaltanlage

Mittelspannungsschaltanlage	
Bemessungsspannung (abhängig vom MS-Netz)	24, 36, 38 oder 40,5 kV
Bemessungsstrom	50 Hz: 630 A 60 Hz: 600 A
Bemessungskurzschlussdauer	1 s
Bemessungskurzschlussstrom	24 kV: 16 kA (20 kA optional) 36 / 40,5 kV: 20 kA (25 kA optional)
Minimale/Maximale Umgebungstemperatur im Betrieb	NCV: -25 °C bis +40 °C
	CCV: -30 °C bis +40 °C
Anschlußtyp	Außenkonus Typ C nach EN 50181 Für USA: Außenkonus Typ E nach IEEE 386
Leistungsschalter	
Schaltzahl mit Bemessungsstrom	E2
Schaltzahl mit Kurzschlussausschaltstrom	E2
Mechanische Schaltzahl	M1
Schalten kapazitiver Ströme	min. C1 - gering

Mittelspannungsschaltanlage	
Lasttrennschalter	
Schaltzahl mit Bemessungsstrom	E3
Schaltzahl mit Kurzschlussausschaltstrom	E3
Mechanische Schaltzahl	M1
Trennschalter	
Mechanische Schaltzahl	M0
Erdungsschalter	
Schaltzahl mit Bemessungs-Kurzschlusseinschaltstrom	E2
Mechanische Schaltzahl	≥ 1000

4.5.3 Generator

Generator	
Typ	6-polig, doppelt gespeiste Asynchronmaschine
Schutzart	IP 54 (Schleifringkasten IP 23)
Nennspannung	750 V
Frequenz	50 und 60 Hz
Drehzahlbereich	50 Hz: 650 bis 1500 min ⁻¹ 60 Hz: 780 bis 1800 min ⁻¹
Pole	6
Gewicht	ca. 12,5 t

4.6 Kühlung

Kühlung	
Getriebe	
Typ	Ölkreislauf mit Öl/Wasser-Wärmetauscher und Thermobypass
Filter	Grobfilter 50 µm / Feinfilter 10 µm / Feinstfilter < 5 µm
Generator	
Typ	Wasserkreislauf mit Wasser/Luft-Wärmetauscher und Thermobypass
Kühlmittel	Wasser/Glykol basiertes Kühlmittel
Umrichter	

Kühlung	
Typ	Wasserkreislauf mit Wasser/Luft-Wärmetauscher und Thermobypass
Kühlmittel	Wasser/Glykol basiertes Kühlmittel
Transformator	
Kühlungsmittel	Wasser/Glykol basiertes Kühlmittel
Kühlkreislauf	Esterkreislauf mit Ester/Wasser-Wärmetauscher

4.7 Pitchsystem

Pitchsystem	
Pitchdrehverbindung	2-reihiges 4-Punktlager
Schmierung Verzahnung/ Laufbahn	regelmäßige Schmierung mit Fett
Antrieb	Elektromotoren inkl. Federkraftbremse und mehrstufigem Planetengetriebe
Notstromversorgung	Akkumulatoren

4.8 Azimutsystem

Azimutsystem	
Azimutdrehverbindung	2-reihiges 4-Punktlager
Schmierung Verzahnung/Laufbahn	regelmäßige Schmierung mit Fett
Antrieb	Elektromotoren inkl. Federkraftbremse und vierstufigem Planetengetriebe
Anzahl der Antriebe	5-6
Nachführgeschwindigkeit	ca. 0,4 °/s



4.9 Korrosionsschutz

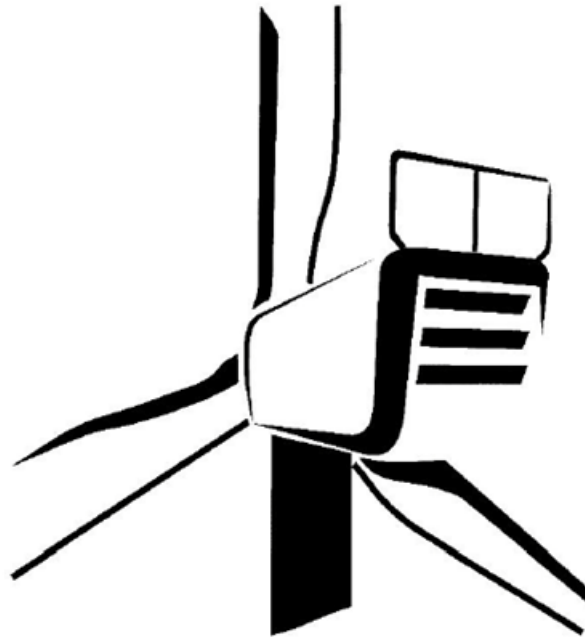
Korrosionsschutz*	Innen	Außen
Maschinenhaus	C3	C4
Nabe	C3	C4
Turm	C3	C4
Stahlsektionen Betonteile	Farbsystembeschichtung Sichtbeton	Farbsystembeschichtung Sichtbeton

* Kategorien des Korrosionsschutzes entsprechend ISO 12944-2

4.10 Automatisierungssysteme




Automatisierungssystem	
Feldbussystem	Profinet
Sicheres Feldbussystem	Profisafe via Profinet
Anlagensteuerung	Profinet-Anlagensteuerung
Sicherheitssteuerung	Integrierte Sicherheitsteuerung

 	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Dok.: 2014649DE
		Rev.: 10
TECHNISCHE BESCHREIBUNG		Seite: 1/22
Delta4000 - N163/6.X		



- Übersetzung des Originaldokuments (2014649EN, Rev. 10) -
Dies ist eine Übersetzung aus dem Englischen.
Im Zweifelsfall ist der englische Text maßgebend.

Sprache: DE - German
Abteilung: Engineering/CPS

Bearbeiter  11-06-2024	Prüfer  12-06-2024	Freigeber  12-06-2024
---	---	--

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung seines Inhalts, vollständig oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy SE & Co. KG. Die in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Nordex-Mitarbeiter und Mitarbeiter von vertrauenswürdigen Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy SE & Co. KG und Nordex SE und deren verbundenen Unternehmen im Sinne der §§ 15ff. des Aktiengesetzes (AktG) bestimmt und dürfen keinesfalls (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

© 2024 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg, Deutschland

Dieses Dokument enthält Informationen, deren Eigentumsrechte bei der Nordex Group liegen und die ohne die vorherige schriftliche Genehmigung durch autorisiertes Personal der Nordex Group nicht kopiert, verwendet, veröffentlicht oder in irgendeiner Form an Dritte weitergegeben werden dürfen. Alle hierin enthaltenen Informationen sind vertraulich zu behandeln und ausschließlich zum Nutzen der Nordex Group zu verwenden.

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Deutschland

Phone: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N163/6.X

1.	Aufbau	5
1.1	Turm	5
1.2	Rotor	6
1.3	Maschinenhaus.....	6
1.4	Hilfssysteme	7
1.4.1	Automatisches Schmiersystem	7
1.4.2	Heizungen	8
1.4.3	Elektrischer Kettenzug und Brückentraverse	8
1.4.4	Kühlung	8
2.	Steuerung und elektrisches System	9
2.1	Sicherheitssysteme	9
2.2	Blitz-/Überspannungsschutz, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)	10
2.3	Mittelspannungsanlage	10
2.4	Niederspannungsnetzformen	11
2.5	Eigenbedarf der Windenergieanlage	11
3.	Optionen	12
4.	Technische Daten	13
4.1	Technische Konzeption	13
4.2	Türme.....	14
4.3	Rotor und Rotorblätter	14
4.4	Maschinenhaus.....	15
4.4.1	Rotorwelle.....	15
4.4.2	Bremse und Getriebe	15
4.4.3	E-Kettenzug und Brückentraverse.....	16
4.5	Elektrische Anlage	16
4.5.1	Transformator.....	17
4.5.2	Mittelspannungsschaltanlage.....	18
4.5.3	Generator	19
4.6	Kühlung	19
4.7	Pitchsystem	19
4.8	Azimutsystem	20
4.9	Korrosionsschutz	20
4.10	Automatisierungssysteme	20

1. Aufbau

Die Windenergieanlage Nordex N163/6.X ist eine drehzahlvariable Windenergieanlage mit einem Rotordurchmesser von 163 m und einer Nennleistung bis zu 7000 kW, die standortabhängig angepasst werden kann. Die Windenergieanlage ist für die Klasse S gemäß IEC 61400-1 bzw. Windzone S nach DIBt 2012 ausgelegt und wird in den Varianten für 50 Hz und 60 Hz angeboten.

Die Windenergieanlage Nordex N163/6.X besteht aus folgenden Hauptbestandteilen:

- Rotor mit Rotornabe, drei Rotorblättern und dem Pitchsystem
- Maschinenhaus mit Rotorwelle und -lager, Getriebe, Generator, Azimutsystem, Mittelspannungstransformator und Umrichter
- Stahlrohrturm oder Hybridturm mit Mittelspannungsschaltanlage

1.1 Turm

Die Windenergieanlage N163/6.X kann auf einem Stahlrohrturm oder einem Hybridturm errichtet werden. Der Stahlrohrturm besteht aus mehreren konischen oder zylindrischen Sektionen. Der Turm wird mit dem im Fundament einbetonierten Ankerkorb verschraubt. Der Hybridturm besteht im unteren Teil aus einem Betonturm und im oberen Teil aus einem Stahlrohrturm mit zwei Sektionen.

Eine Aufstiegshilfe wie z.B. eine Befahranlage oder eine Steighilfe, die Steigleiter mit dem Fallschutzsystem sowie Ruhe- und Arbeitsplattformen innerhalb des Turmes ermöglichen einen wettergeschützten Aufstieg in das Maschinenhaus.

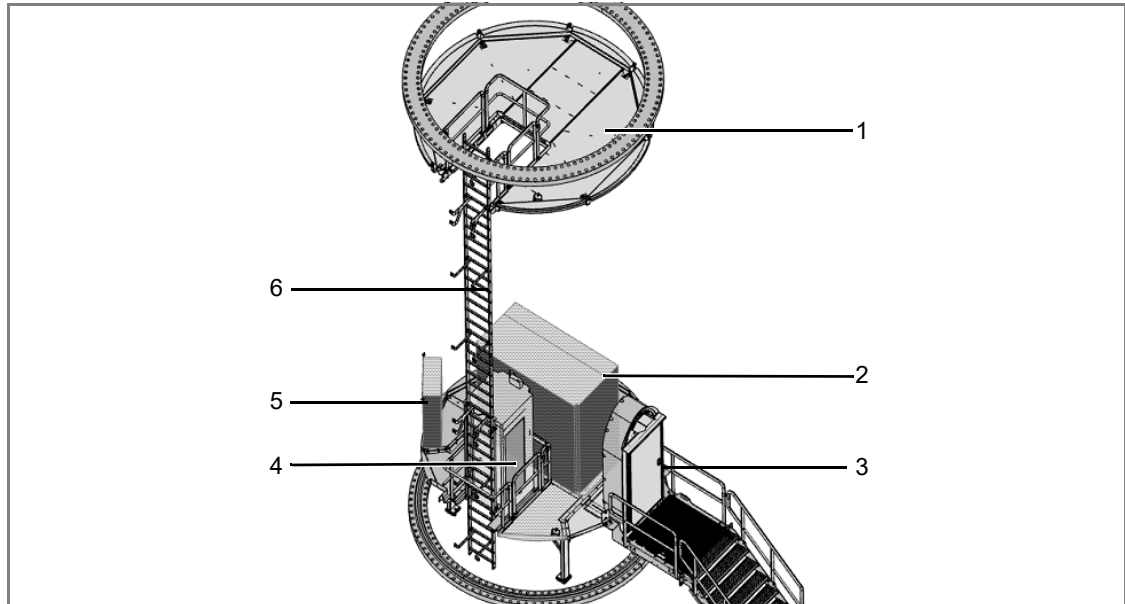


Abb. 1: Übersicht der Einbauten in der Bottomsektion des Stahlrohrturms mit Befahranlage (bei Steighilfe abweichende Darstellung)

- | | |
|---------------------|--------------------|
| 1 Plattform Flansch | 4 Turmbefahranlage |
| 2 MS-Schaltanlage | 5 Steuerschrank |
| 3 Turmzugang | 6 Leiterweg |

Die Fundamentkonstruktion aller Türme hängt von den Bodenverhältnissen am vorgesehenen Standort ab.

1.2 Rotor

Der Rotor besteht aus der Rotornabe mit drei Drehverbindungen, dem Pitchsystem zur Blattverstellung sowie drei Rotorblättern.

Die **Rotornabe** besteht aus einem Grundkörper mit Tragsystem und Spinner. Der Grundkörper besteht aus einer steifen Gusskonstruktion, auf welcher die Pitchdrehverbindungen und die Rotorblätter montiert werden. Die Rotornabe ist verkleidet mit einem Spinner, der den direkten Zugang aus dem Maschinenhaus in die Rotornabe ermöglicht.

Die **Rotorblätter** sind aus hochwertigem glasfaser- und kohlenstofffaserverstärktem Kunststoff hergestellt. Das Rotorblatt wird statisch und dynamisch nach IEC 61400-23 und DNVGL-ST-0376 getestet.

Das **Pitchsystem** dient dem Einstellen des von der Steuerung vorgegebenen Rotorblattwinkels der Rotorblätter. Es besteht für jedes Rotorblatt aus einem elektromechanischen Antrieb mit Drehstrommotor, Planetengetriebe und Antriebsritzel sowie einer Steuereinheit mit Frequenzumrichter und Notstromversorgung. Spannungsversorgung und Signalübertragung erfolgen über einen Schleifring, der sich im Maschinenhaus befindet.

1.3 Maschinenhaus

Das Maschinenhaus beinhaltet wesentliche mechanische und elektrische Komponenten einer Windenergieanlage.

Die **Rotorwelle** überträgt die Drehbewegung des Rotors auf das Getriebe und ist im **Rotorlager** im Maschinenhaus gelagert. Im Rotorlagergehäuse ist eine Rotorarretierung integriert, mit welcher der Rotor zuverlässig mechanisch festgesetzt werden kann.

Mit der mechanischen **Rotorbremse** wird der Rotor während der Wartungsarbeiten festgesetzt. Der nötige Öldruck wird im Bedarfsfall durch die Hydraulikpumpe erzeugt.

Das **Getriebe** erhöht die Drehzahl des Rotors auf die für den Generator erforderliche Drehzahl. Die Getriebelager und die Verzahnung werden kontinuierlich mit Öl versorgt. Ein Kombi-Filterelement mit Grob-, Fein- und Feinstfilter hält Feststoffe zurück. Die Verschmutzung des Filterelementes wird durch die Steuerung überwacht. Das Getriebeöl übernimmt neben der Schmierung auch die Funktion der Kühlung des Getriebes. Die Getriebelager- und Öltemperaturen werden kontinuierlich überwacht. Ist die Betriebstemperatur noch nicht erreicht, führt ein Thermo-Bypass das Getriebeöl direkt zurück in das Getriebe. Erst wenn die Getriebeöltemperatur einen vorgegebenen Wert erreicht, wird das Getriebeöl über einen Öl/Wasser-Kühler, der sich direkt am Getriebe befindet, gekühlt. Dadurch wird die Getriebeöltemperatur im Betrieb in einem schmalen Temperaturbereich gehalten.

Die **Kupplung** stellt die kraftübertragende Verbindung zwischen dem Getriebe und dem Generator her.

Der **Generator** ist eine 6-polige, doppelt gespeiste Asynchronmaschine. Der Generator besitzt einen aufgebauten Luft-Wasser-Wärmetauscher und ist an den Kühlkreislauf angeschlossen.

Der **Umrichter** verbindet das elektrische Netz mit dem Generator, wodurch der Generator drehzahlvariabel arbeiten kann.

Der **Transformator** wandelt die Niederspannung des Generator-Umrichter-Systems in Mittelspannung des Windparknetzes um. Der Transformator wird durch den Anschluss an den Kühlkreislauf gekühlt.

Im **Schaltschrank** sind alle notwendigen elektrischen Bauteile für die Steuerung und Versorgung der Anlage untergebracht.

Das Kühlwasser wird durch einen **Passivkühler** auf dem Maschinenhausdach rückgekühlt.

Mit den **Azimutantrieben** wird das Maschinenhaus optimal in den Wind gedreht. Die Azimutantriebe befinden sich auf dem Maschinenträger im Maschinenhaus. Sie bestehen jeweils aus Elektromotor, mehrstufigem Planetengetriebe und Antriebsritzel. Die Antriebsritzel greifen in die Außenverzahnung der Azimutdrehverbindung ein. In ausgerichteter Position wird das Maschinenhaus mit den Azimutantrieben gehalten.

Alle Baugruppen im Maschinenhaus werden durch die **Maschinenhausverkleidung** vor den Einflüssen von Wind und Wetter geschützt.

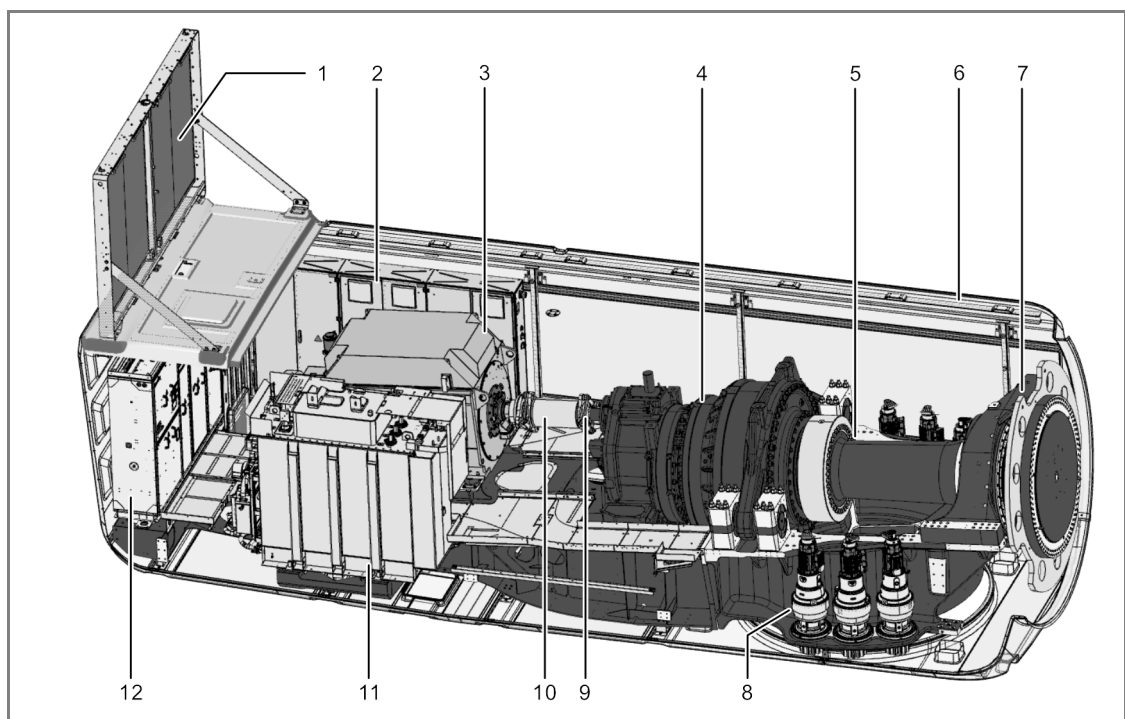


Abb. 2: Schematische Darstellung Maschinenhaus

- | | |
|----------------------------|------------------|
| 1 Passivkühler | 7 Rotorlager |
| 2 Schaltschrank | 8 Azimutantriebe |
| 3 Generator | 9 Rotorbremse |
| 4 Getriebe | 10 Kupplung |
| 5 Rotorwelle | 11 Transformator |
| 6 Maschinenhausverkleidung | 12 Umrichter |

1.4 Hilfssysteme

1.4.1 Automatisches Schmiersystem

Generatorlager, Verzahnung der Pitchdrehverbindungen, Rotorlager und Verzahnung der Azimutdrehverbindung sind jeweils standardmäßig mit einem **automatischen Schmiersystem** ausgestattet.

1.4.2 Heizungen

Getriebe, Generator, der Kühlkreislauf und alle relevanten Schaltschränke sind mit **Heizungen** ausgestattet.

1.4.3 Elektrischer Kettenzug und Brückentraverse

Im Maschinenhaus dient ein fest installierter elektrischer **Kettenzug** zum Heben von Werkzeugen, Bauteilen und sonstigem Arbeitsmaterial vom Erdboden in das Maschinenhaus.

Eine Brückentraverse inklusive Schiebefahrwerk ist vorbereitet für die Verwendung eines Handkettenzug zum Bewegen der Materialien innerhalb des Maschinenhauses.

1.4.4 Kühlung

Zwei voneinander getrennte Kühlkreisläufe sorgen für eine Kühlung der Großkomponenten. Umrichter und Getriebe werden in einem und Generator und Transformator in dem anderen Kühlkreislauf gekühlt.

Beide Kühlkreisläufe sind mit Passivkühlern auf dem Maschinenhausdach verbunden, in denen das Wasser rückgekühlt wird.

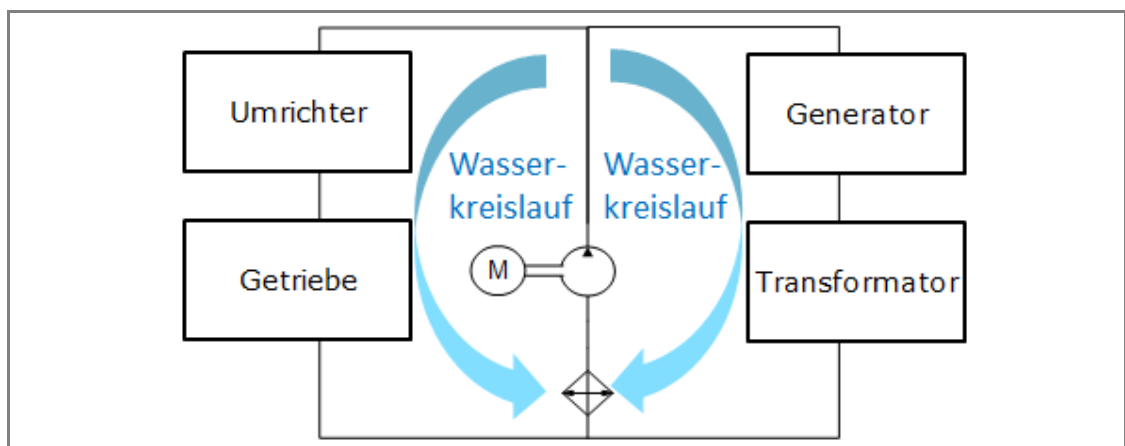


Abb. 3: Schematische Darstellung Kühlkreislauf

2. Steuerung und elektrisches System

Die WEA arbeitet automatisch. Eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) überwacht mit einer Vielzahl an Sensoren ständig die Betriebsparameter, vergleicht die Ist-Werte mit den entsprechenden Sollwerten und erteilt an die Anlagenkomponenten die erforderlichen Steuerbefehle. Die Betriebsparameter werden von Nordex vorgegeben und sind auf den jeweiligen Standort abgestimmt. Die Steuerung befindet sich in einem Schaltschrank im Turmfuß.

Bei Windstille bleibt die WEA im Ruhezustand. Nur verschiedene Hilfssysteme wie Heizungen, Getriebschmierung und die SPS, die die Daten der Windmessenrichtung überwacht, sind in Betrieb oder werden nach Bedarf zugeschaltet. Alle anderen Systeme sind ausgeschaltet und verbrauchen keine Energie. Der Rotor trudelt. Wird die Einschaltwindgeschwindigkeit erreicht, wechselt die WEA in den Zustand „Betriebsbereit“. Jetzt werden alle Systeme getestet, das Maschinenhaus nach dem Wind ausgerichtet und die Rotorblätter in den Wind gedreht. Ist eine bestimmte Drehzahl erreicht, wird der Generator ans Netz gekoppelt und die WEA produziert elektrische Energie.

Bei niedrigen Windgeschwindigkeiten arbeitet die WEA im Teillastbetrieb. Dabei bleiben die Rotorblätter maximal in den Wind gedreht. Die von der WEA abgegebene Leistung hängt von der Windgeschwindigkeit ab.

Bei Erreichen der Nennwindgeschwindigkeit geht die WEA in den Nennlastbereich über. Erhöht sich die Windgeschwindigkeit weiter, bewirkt die Drehzahlregelung eine Änderung der Rotorblattwinkel, sodass im Ergebnis die Rotordrehzahl und damit die Leistungsabgabe der WEA konstant gehalten werden.

Das Azimutsystem sorgt dafür, dass sich das Maschinenhaus stets optimal im Wind ausrichtet. Dazu messen zwei getrennte Windmesssysteme auf dem Maschinenhaus die Windrichtung. Dabei wird für die Steuerung nur ein Windmesssystem herangezogen, während das zweite das erste überwacht und bei dessen Ausfall einspringt. Weicht die gemessene Windrichtung zu sehr von der Ausrichtung des Maschinenhauses ab, wird das Maschinenhaus aktiv nachgeführt.

Die Umwandlung der vom Rotor aufgenommenen Windenergie in elektrische Energie erfolgt mit einem doppelt gespeisten Asynchrongenerator mit Schleifringläufer. Sein Stator ist direkt und der Rotor über einen speziell gesteuerten Frequenzumrichter mit dem Mittelspannungstransformator verbunden, der die Anlage mit dem Netz verbindet. Dadurch muss nur ein Teil der Leistung über den Umrichter geführt werden, was geringe elektrische Systemverluste ermöglicht.

2.1 Sicherheitssysteme

Nordex Windenergieanlagen sind mit technischen Ausrüstungen und Einrichtungen ausgestattet, die dem Personen- und Anlagenschutz dienen und einen dauerhaften Betrieb gewährleisten. Die gesamte Anlage ist entsprechend der Maschinenrichtlinie 2006/42/EG ausgelegt und nach IEC 61400 zertifiziert.

Die Überwachung sicherheitsrelevanter Parameter in der Anlagensteuerung erfolgt kontinuierlich. Dabei werden die Sensordaten der sicheren Sensoren über ein sicheres Bussystem zur Auswertung an die sichere Steuerung übermittelt. Bei Überschreitung festgelegter Parameter wird die Anlage über Aktoren gestoppt und in einen sicheren Zustand gesetzt.

In Abhängigkeit von der Abschaltursache werden unterschiedliche Bremsprogramme ausgelöst. Bei äußeren Ursachen wie zu hoher Windgeschwindigkeit oder Unterschreitung der Betriebstemperatur wird die Anlage mittels Rotorblattverstellung sanft gebremst. Weitere Sicherheitsfunktionen dienen dem sicheren Stillsetzen von Antrieben für Wartungsarbeiten.

2.2 Blitz-/Überspannungsschutz, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)

Der Blitz-/Überspannungsschutz der Windenergieanlage basiert auf dem EMV-orientierten Blitzschutzzonenkonzept, das aus der Ausführung von inneren und äußeren Blitz-/Überspannungsschutzmaßnahmen, unter Berücksichtigung der Norm IEC 61400-24, besteht. Die Windenergieanlage ist nach Blitzschutzklasse I ausgelegt.

Die Windenergieanlage mit den elektrischen Betriebsmitteln, Verbrauchern, der Mess-, Steuer-, Regelungs-, Schutz-, Informations- und Telekommunikationstechnik erfüllt die EMV-Anforderungen entsprechend der IEC 61400-1.

2.3 Mittelspannungsanlage

Die Mittelspannungskomponenten dienen dem Anschluss einer WEA an das Mittelspannungsnetz im Windpark oder an das Netz des örtlichen Netzbetreibers. Im Turmfuß befindet sich die **MS-Schaltanlage**. Diese besteht aus einem Transformatorfeld mit Leistungsschalter und mindestens einem Ringkabelfeld als Standard oder bis zu drei Ringkabelfeldern als Option (abhängig von der Windpark-Konfiguration). Das Transformatorfeld setzt sich zusammen aus einem Vakuum-Leistungsschalter und dem Trennschalter mit Erdungsschalter. Das Ringkabelfeld besteht aus einem Lasttrennschalter mit Erdungsschalter. Die gesamte MS-Schaltanlage ist auf einem Bodenrahmen/Adapterrahmen montiert.

Weitere Eigenschaften der MS-Schaltanlage:

- Stückprüfungen jeder Schaltanlage gemäß IEC 62271-200
- Typgeprüft, SF6 isoliert
- Innenraumschaltanlage für abgeschlossene elektrische Betriebsstätten (min. IP2X)
- SF6-Kessel: metallgeschottet, metallgekapselt (min. IP65), unabhängig gegenüber Umwelteinflüssen
- Angezeigte Schaltstellungen „Ein - Aus - Geerdet“
- Prüfklemmleiste für Sekundärprüfung
- Wartungsarm nach Klasse E2 (IEC 62271-100)

Bei technischer Verfügbarkeit kann Nordex alternativ zu herkömmlichen SF6-isolierten Schaltanlagen auch SF6-freie Schaltanlagen liefern. Die Möglichkeit ist im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

Der Anlagenschutz der MS-Schaltanlage wird durch folgende Punkte erreicht:

- Erhöhter Personen- und Anlagenschutz bei Störlichtbögen durch Typprüfung nach IEC 62271-200
- Wandlerstromversorgtes und einschaltstromstabilisiertes Schutzgerät als UMZ-Relais (Unabhängiger Maximalstromzeitschutz)
- Betätigungsöffnungen für Schaltgeräte sind funktional gegeneinander verriegelt und optional abschließbar
- Korrosionsschutz der Schaltzellen durch Feuerverzinkung und lackierte Oberflächen
- Druckentlastung durch Druckabsorberkanal im Falle eines Störlichtbogens. Alternativ kann für die USA ein Lichtbogenunterdrücker im Tank und im Kabelanschlussraum installiert sein.

Transformator und **Umrichter** sind im Maschinenhaus platziert. Der Transformator ist nach IEC 60076-16 spezifiziert.

Die Stahlbauteile am Transformator sind nach Korrosionsschutzklasse C3 (H) ausgelegt. Weitere Schutzvorkehrungen:

- Geerdeter Kessel (Estertrafo)
- Übertemperaturschutz durch Temperaturfühler und -relais
- Hermetikschutz (Leckage) und Überdruckschutz bei Estertrafo

2.4 Niederspannungsnetzformen

Das **950-V-Niederspannungsnetz** ist die primäre energietechnische Niederspannungsanlage der Windenergieanlage. Als IT-Netzform und Dreiphasendrehstromnetz ist es von der Erde isoliert. Die Elemente der elektrischen Betriebs- und Messmittel dieses Netzes sind direkt oder über separate Schutzpotenzialausgleichsleitungen geerdet. Als weitere Schutzmaßnahme des Personen- und Anlagenschutzes im 950-V-IT-Netz ist eine zentrale Isolationsüberwachungseinrichtung installiert.

Das **400-V-/230-V-Niederspannungsnetz** ist die Niederspannungseigenbedarfsanlage der Windenergieanlage. Es ist als TN-S-Netzform und Dreiphasendrehstromnetz an den speisenden Netztransformatoren direkt sternpunktgeerdet. Der Schutzerdungsleiter PE und Neutralleiter sind separat vorhanden. Die Körper elektrischer Betriebsmittel und Verbraucher sind unter Einbeziehung des zusätzlichen Schutzpotenzialausgleichs direkt und unmittelbar über Schutzerdungsleiterverbindungen mit den Sternpunkten der speisenden Netztransformatoren verbunden.

2.5 Eigenbedarf der Windenergieanlage

Der Niederspannungseigenbedarf der Windenergieanlage im WEA-Stand-by-Betrieb und WEA-Einspeisebetrieb wird durch folgende Verbraucher angefordert:

- Anlagensteuerung inklusive Steuerung Hauptumrichter
- 400-V-/230-V-Eigenbedarf Hauptumrichter
- 230-V-AC-USV-Versorgung inclusive 24-V-DC-Versorgung
- Azimutsystem
- Pitchsystem
- Nebenantriebe wie Pumpen, Lüfter und Schmieranlagen
- Heizungen und Beleuchtung
- Hilfssysteme wie Befahranlage, Gefahrenfeuer

Langzeitmessungen zeigen, dass die durchschnittliche, auf das Jahr bezogene Grundlast der Niederspannungseigenbedarfsanlage im WEA-Einspeisebetrieb im mittleren 10 min-Mittelwert ca. 15 kW beträgt und der maximale 10 min-Mittelwert bis zu 25 kW/32kVA erreichen kann. Diese Werte sind bereits in den Leistungskurven enthalten.

Für Standorte mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,5 m/s fallen ca. 10 MWh Eigenverbrauch an, dieser Wert ist jedoch sehr standortabhängig.

Der Eigenverbrauch ist definiert als der Energiebezug der WEA aus dem Stromnetz für den Zeitraum, in dem die WEA keinen Strom in das Netz einspeist.

3. Optionen

Als zusätzliche Ausstattung für Nordex Windenergieanlagen stehen verschiedene Optionen auf Anfrage zur Verfügung.

Die Möglichkeit der optionalen Ausstattung ist im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

4. Technische Daten

4.1 Technische Konzeption

Technische Konzeption	
Überlebenstemperatur	-40 °C bis +50 °C
Betriebstemperaturbereich Normal Climate Version	-20 °C bis +40 °C ¹
Betriebstemperaturbereich Cold Climate Version	-30 °C bis +40 °C ¹
Stopp	Standard: -20 °C, Wiederanlauf bei -18 °C CCV: -30 °C, Wiederanlauf bei -28 °C
Max. Höhe über N.N.	2000 m ¹
Zertifikat	gemäß IEC 61400-22 und DIBt 2012
Typ	3-Blatt-Rotor mit horizontaler Achse Luv-Läufer
Leistungsregelung	aktive Einzelblattverstellung
Nennleistung	bis zu 7000 kW ¹
Nennleistung ab Windgeschwindigkeit (bei einer Luftdichte von 1,225 kg/m ³)	ca. 13,5 m/s
Betriebsdrehzahlbereich des Rotors	6,0 min ⁻¹ bis 11,6 min ⁻¹
Nenndrehzahl	ca. 10,0 min ⁻¹
Einschaltwindgeschwindigkeit	3 m/s
Abschaltwindgeschwindigkeit	26 m/s ²
Wiedereinschaltwindgeschwindigkeit	25,5 m/s ²
Rechnerische Lebensdauer	≥25 Jahre

¹ Nennleistung wird in Abhängigkeit vom Leistungsfaktor und der Aufstellhöhe bis zu definierten Temperaturbereichen erreicht.

² Die Abschaltwindgeschwindigkeit kann projektspezifisch zur Sicherstellung der Standsicherheit reduziert werden.

4.2 Türme

Türme	TS98-01	TS108-07	TS113-00	TS118-03	TS118-04	TS119-00
Nabenhöhe*	98,5 m	108,0 m	113,0 m	118,0 m	118,0 m	118,5m
Turmtyp	Stahlrohrturm					
Windklasse	IEC S	IEC S	IEC S	IEC S DIBt S	IEC S	IEC S
Oberflächen- beschaffenheit	Farbsystembeschichtung					

Türme	TS138-00	TS148-01	TS159-01	TS169-00	TCS164B-03
Nabenhöhe*	138,0 m	148,0 m	158,5 m	168,5	164,0 m
Turmtyp	Stahlrohrturm				Hybridturm
Windklasse	IEC S	IEC S	IEC S	IEC S	IEC S DIBt S
Oberflächen- beschaffenheit	Farbsystembeschichtung				**

* Beinhaltet Fundamenthöhe über Geländeoberkante

** Stahlsektion: Farbsystembeschichtung; Betonteil: Sichtbeton

4.3 Rotor und Rotorblätter

Rotor	
Rotordurchmesser	163,0 m
Überstrichene Fläche	20867 m ²
Nennleistung/Fläche	326 W/m ²
Neigungswinkel der Rotorwelle	5°
Konuswinkel der Rotorblätter	5,5°

Rotorblatt	
Material	glasfaser- und kohlenstofffaserverstärkter Kunststoff
Gesamtlänge	79,7 m

Rotornabe	
Material Rotornabengrundkörper	Gussteil
Material Spinner	glasfaserverstärkter Kunststoff

4.4 Maschinenhaus

Maschinenhaus	
Tragwerk	geschweisste Stahlkonstruktion
Verkleidung	glasfaserverstärkter Kunststoff
Maschinenträger	Gussteil
Generatorträger	geschweisste Stahlkonstruktion

4.4.1 Rotorwelle

Rotorwelle/Rotorlagerung	
Typ	geschmiedete Hohlwelle
Material	42CrMo4 oder 34CrNiMo6
Lagertyp	Pendelrollenlager
Schmierung	regelmäßig mit Schmierfett

4.4.2 Bremse und Getriebe

Mechanische Bremse	
Typ	aktive betätigte Scheibenbremse
Anordnung	auf der schnellen Welle
Anzahl der Bremskaliber	1
Material der Bremsbeläge	organisches Belagmaterial

Getriebe	
Typ	mehrstufiges Planetengetriebe + Stirnradstufe
Übersetzungsverhältnis	50 Hz: $i = 122,4$ 60 Hz: $i = 146,9$
Schmierung	Zwangsschmierung
Ölmenge inkl. Kühlkreislauf	max. 800 l
Öltyp	VG 320
Max. Öltemperatur	ca. 77 °C
Ölwechsel	Wechsel nach Bedarf

4.4.3 E-Kettenzug und Brückentraverse

E-Kettenzug und Brückenkrantaverse	
E-Kettenzug max. Last	min. 850 kg
Brückentraverse max. Last	Schiebefahrwerk zur Aufnahme eines Handkettenzugs 1000 kg

4.5 Elektrische Anlage

Elektrische Anlage*	
Nennleistung P_{nG}	7000
Nennspannung	3 x AC 950 V \pm 10 % (Grid-Code-spezifisch)
Nennstrom bei voller Blindstromspeisung I_{nG} bei S_{nG}	4727 A
Nennscheinleistung S_{nG} bei P_{nG}	7778 kVA
Frequenz	50 und 60 Hz

* Alle Angaben sind Maximalwerte. Abhängig von der jeweiligen Bemessungsspannung, Bemessungsscheinleistung und WEA-Bemessungswirkleistung können die Werte variieren.

4.5.1 Transformator

Transformator*	50 Hz	60 Hz
Gesamtgewicht	ca. 10 t	
Isolationsmedium	Ester	
Bemessungsspannung U_S , U_r	950 V	
Bemessungsspannung U_S , abhängig vom MS-Netz, U_r	20 kV/30 kV/34 kV	
Anzapfungen überspannungsseitig	20 kV und 30 kV: + 4 x 2,5 % 34 kV: + 4 x 0,5 kV	
Netzspannung U_S	20; 20,5; 21; 21,5; 22 kV 30; 30,75; 31,5; 32,25; 33 kV 34; 34,5; 35; 35,5; 36 kV	
Bemessungsfrequenz f_r	50 Hz	60 Hz
Schaltgruppe	Dy5	
Aufstellungshöhe (NN)	bis 2000 m	
Bemessungsscheinleistung S_r	7800 kVA	
Kurzschlussspannung, U_z	9 % \pm 10 % Toleranz	
Mindestwert des maximalen Wirkungsgrades η , (EU) 2019/1783, 548/2014	99,590 %	–
Einschaltstrom	$\leq 5,5 \times I_N$ (Scheitelwert)	
Verlustleistung**		
Leerlaufverluste	3050 W	4300 W
Kurzschlussverluste	80000 W	80700 W

* Angaben sind (sofern nicht anders angegeben) Maximalwerte. Abhängig von der jeweiligen Bemessungsspannung, Bemessungsscheinleistung und WEA-Bemessungswirkleistung können die Werte abweichen.

** Richtwerte

4.5.2 Mittelspannungsschaltanlage

Mittelspannungsschaltanlage	
Bemessungsspannung (abhängig vom MS-Netz)	24, 36, 38 oder 40,5 kV
Bemessungsstrom	50 Hz: 630 A 60 Hz: 600 A
Bemessungskurzschlussdauer	1 s
Bemessungskurzschlussstrom	24 kV: 16 kA (20 kA optional) 36/38/40,5 kV: 20 kA (25 kA optional)
Minimale/Maximale Umgebungstemperatur im Betrieb	NCV: -25 °C bis +40 °C
	CCV: -30 °C bis +40 °C
Anschlußtyp	Außenkonus Typ C nach EN 50181 USA: Außenkonus Typ E nach IEEE 386
Leistungsschalter	
Schaltzahl mit Bemessungsstrom	E2
Schaltzahl mit Kurzschlussausschaltstrom	E2
Mechanische Schaltzahl	M1
Schalten kapazitiver Ströme	min. C1 - gering
Lasttrennschalter	
Schaltzahl mit Bemessungsstrom	E3
Schaltzahl mit Kurzschlussausschaltstrom	E3
Mechanische Schaltzahl	M1
Trennschalter	
Mechanische Schaltzahl	M0
Erdungsschalter	
Schaltzahl mit Bemessungs-Kurzschlusseinschaltstrom	E2
Mechanische Schaltzahl	≥ 1000

4.5.3 Generator

Generator	
Typ	6-polig, doppelt gespeiste Asynchronmaschine
Schutzart	IP 54 (Schleifringkasten IP 23)
Nennspannung	950 V
Frequenz	50 und 60 Hz
Drehzahlbereich	50 Hz: 650 bis 1500 min ⁻¹ 60 Hz: 780 bis 1800 min ⁻¹
Pole	6
Gewicht	ca. 13,5 t

4.6 Kühlung

Kühlung	
Getriebe	
Typ	Ölkreislauf mit Öl/Wasser-Wärmetauscher und Thermobypass
Filter	Grobfilter 50 µm / Feinfilter 10 µm / Feinstfilter < 5 µm
Generator	
Typ	Wasserkreislauf mit Wasser/Luft-Wärmetauscher und Thermobypass
Kühlmittel	Wasser/Glykol basiertes Kühlmittel
Umrichter	
Typ	Wasserkreislauf mit Wasser/Luft-Wärmetauscher und Thermobypass
Kühlmittel	Wasser/Glykol basiertes Kühlmittel
Transformator	
Kühlungsmittel	Wasser/Glykol basiertes Kühlmittel
Kühlkreislauf	Esterkreislauf mit Ester/Wasser-Wärmetauscher

4.7 Pitchsystem

Pitchsystem	
Pitchdrehverbindung	2-reihiges 4-Punktlager
Schmierung Verzahnung/ Laufbahn	regelmäßige Schmierung mit Fett
Antrieb	Elektromotoren inkl. Federkraftbremse und mehrstufigem Planetengetriebe
Notstromversorgung	Akkumulatoren

4.8 Azimutsystem

Azimutsystem	
Azimutdrehverbindung	2-reihiges 4-Punktlager
Schmierung Verzahnung/Laufbahn	regelmäßige Schmierung mit Fett
Antrieb	Elektromotoren inkl. Federkraftbremse und vierstufigem Planetengetriebe
Anzahl der Antriebe	6
Nachführgeschwindigkeit	ca. 0,4 °/s



4.9 Korrosionsschutz

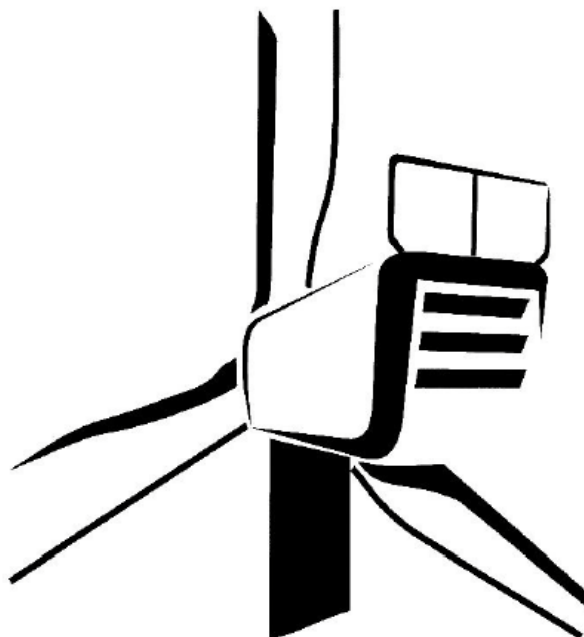
Korrosionsschutz*	Innen	Außen
Maschinenhaus	C3	C4
Nabe, inklusive Spinner	C3	C4
Turm	C3	C4
Stahlsektionen Betonteile	Farbsystembeschichtung Sichtbeton	Farbsystembeschichtung Sichtbeton

* Kategorien des Korrosionsschutzes entsprechend ISO 12944-2




4.10 Automatisierungssysteme

Automatisierungssystem	
Feldbussystem	Profinet
Sicheres Feldbussystem	Profisafe via Profinet
Anlagensteuerung	Profinet-Anlagensteuerung
Sicherheitssteuerung	Integrierte Sicherheitsteuerung

 	ALLGEMEINE DOKUMENTATION	Doc.: 2030462DE
		Rev.: 04
TECHNISCHE BESCHREIBUNG Delta4000 - N175/6.X		Page: 1/20



Language: DE - German
Department: Engineering/CPS/Processes & Documents

Done  12-05-2023	Reviewed  12-05-2023	Approved  12-05-2023
---	---	---

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy SE & Co. KG. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy SE & Co. KG, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy SE & Co. KG ist untersagt.

© 2023 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N175/6.X

1.	Aufbau	5
1.1	Turm	5
1.2	Rotor	6
1.3	Maschinenhaus.....	6
1.4	Hilfssysteme	7
1.4.1	Automatisches Schmiersystem	7
1.4.2	Heizungen	8
1.4.3	Elektrischer Kettenzug und Brückentraverse	8
1.4.4	Kühlung	8
2.	Steuerung und elektrisches System	9
2.1	Sicherheitssysteme	9
2.2	Blitz-/Überspannungsschutz, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)	10
2.3	Mittelspannungsanlage	10
2.4	Niederspannungsnetzformen	11
2.5	Eigenbedarf der Windenergieanlage	11
3.	Optionen	12
4.	Technische Daten	13
4.1	Technische Konzeption	13
4.2	Türme.....	14
4.3	Rotor und Rotorblätter	14
4.4	Maschinenhaus.....	14
4.4.1	Rotorwelle.....	15
4.4.2	Bremse und Getriebe	15
4.4.3	E-Kettenzug und Brückentraverse.....	15
4.5	Elektrische Anlage	16
4.5.1	Transformator.....	16
4.5.2	Mittelspannungsschaltanlage.....	17
4.5.3	Generator	18
4.6	Kühlung	18
4.7	Pitchsystem	18
4.8	Azimutsystem	19
4.9	Korrosionsschutz	19
4.10	Automatisierungssysteme	19

1. Aufbau

Die Windenergieanlage Nordex N175/6.X ist eine drehzahlvariable Windenergieanlage mit einem Rotordurchmesser von 175 m und einer Nennleistung bis zu 6800 kW, die standortabhängig angepasst werden kann. Die Windenergieanlage ist für die Klasse S gemäß IEC 61400-1 bzw. Windzone S nach DIBt 2012 ausgelegt und wird in den Varianten für 50 Hz und 60 Hz angeboten.

Die Windenergieanlage Nordex N175/6.X besteht aus folgenden Hauptbestandteilen:

- Rotor mit Rotornabe, drei Rotorblättern und dem Pitchsystem
- Maschinenhaus mit Rotorwelle und -lager, Getriebe, Generator, Azimutsystem, Mittelspannungstransformator und Umrichter
- Stahlrohrturm oder Hybridturm mit Mittelspannungsschaltanlage

1.1 Turm

Die Windenergieanlage N175/6.X kann auf einem Stahlrohrturm oder einem Hybridturm errichtet werden. Der Stahlrohrturm besteht aus mehreren konischen oder zylindrischen Sektionen. Der Turm wird mit dem im Fundament einbetonierten Ankerkorb verschraubt. Der Hybridturm besteht im unteren Teil aus einem Betonturm und im oberen Teil aus einem Stahlrohrturm.

Eine Aufstiegshilfe wie z.B. eine Befahranlage oder eine Steighilfe, die Steigleiter mit dem Fallschutzsystem sowie Ruhe- und Arbeitsplattformen innerhalb des Turmes ermöglichen einen wettergeschützten Aufstieg in das Maschinenhaus.

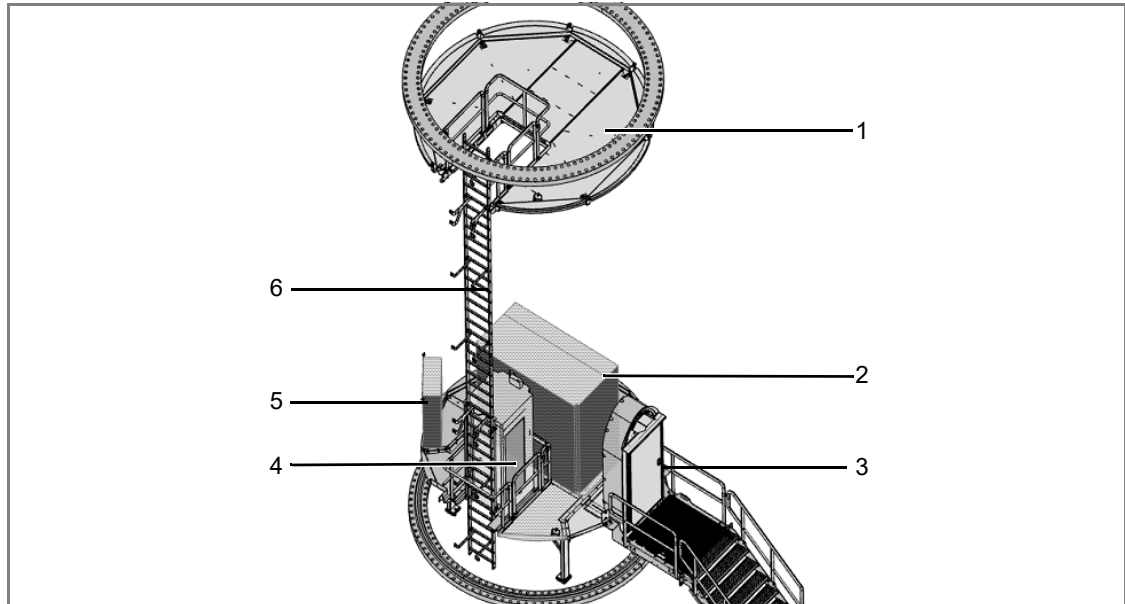


Abb. 1: Übersicht der Einbauten in der Bottomsektion des Stahlrohrturms mit Befahranlage (bei Steighilfe abweichende Darstellung)

- | | |
|---------------------|--------------------|
| 1 Plattform Flansch | 4 Turmbefahranlage |
| 2 MS-Schaltanlage | 5 Steuerschrank |
| 3 Turmzugang | 6 Leiterweg |

Die Fundamentkonstruktion aller Türme hängt von den Bodenverhältnissen am vorgesehenen Standort ab.

1.2 Rotor

Der Rotor besteht aus der Rotornabe mit drei Drehverbindungen, dem Pitchsystem zur Blattverstellung sowie drei Rotorblättern.

Die **Rotornabe** besteht aus einem Grundkörper mit Tragsystem und Spinner. Der Grundkörper besteht aus einer steifen Gusskonstruktion, auf welcher die Pitchdrehverbindungen und die Rotorblätter montiert werden. Die Rotornabe ist verkleidet mit einem Spinner, der den direkten Zugang aus dem Maschinenhaus in die Rotornabe ermöglicht.

Die **Rotorblätter** sind aus hochwertigem glasfaser- und kohlenstofffaserverstärktem Kunststoff hergestellt. Das Rotorblatt wird statisch und dynamisch nach IECRE OD501 und OD501-1 mit IEC 61400-23:2014 getestet.

Das **Pitchsystem** dient dem Einstellen des von der Steuerung vorgegebenen Rotorblattwinkels der Rotorblätter. Es besteht für jedes Rotorblatt aus einem elektromechanischen Antrieb mit Drehstrommotor, Planetengetriebe und Antriebsritzel sowie einer Steuereinheit mit Frequenzumrichter und Notstromversorgung. Spannungsversorgung und Signalübertragung erfolgen über einen Schleifring, der sich im Maschinenhaus befindet.

1.3 Maschinenhaus

Das Maschinenhaus beinhaltet wesentliche mechanische und elektrische Komponenten einer Windenergieanlage.

Die **Rotorwelle** überträgt die Drehbewegung des Rotors auf das Getriebe und ist im **Rotorlager** im Maschinenhaus gelagert. Im Rotorlagergehäuse ist eine Rotorarretierung integriert, mit welcher der Rotor zuverlässig mechanisch festgesetzt werden kann.

Mit der mechanischen **Rotorbremse** wird der Rotor während der Wartungsarbeiten festgesetzt. Der nötige Öldruck wird im Bedarfsfall durch die Hydraulikpumpe erzeugt.

Das **Getriebe** erhöht die Drehzahl des Rotors auf die für den Generator erforderliche Drehzahl. Die Getriebelager und die Verzahnung werden kontinuierlich mit Öl versorgt. Ein Kombi-Filterelement mit Grob-, Fein- und Feinstfilter hält Feststoffe zurück. Die Verschmutzung des Filterelementes wird durch die Steuerung überwacht. Das Getriebeöl übernimmt neben der Schmierung auch die Funktion der Kühlung des Getriebes. Die Getriebelager- und Öltemperaturen werden kontinuierlich überwacht. Ist die Betriebstemperatur noch nicht erreicht, führt ein Thermo-Bypass das Getriebeöl direkt zurück in das Getriebe. Erst wenn die Getriebeöltemperatur einen vorgegebenen Wert erreicht, wird das Getriebeöl über einen Öl/Wasser-Kühler, der sich direkt am Getriebe befindet, gekühlt. Dadurch wird die Getriebeöltemperatur im Betrieb in einem schmalen Temperaturbereich gehalten.

Die **Kupplung** stellt die kraftübertragende Verbindung zwischen dem Getriebe und dem Generator her.

Der **Generator** ist eine 6-polige, doppelt gespeiste Asynchronmaschine. Der Generator besitzt einen aufgebauten Luft-Wasser-Wärmetauscher und ist an den Kühlkreislauf angeschlossen.

Der **Umrichter** verbindet das elektrische Netz mit dem Generator, wodurch der Generator drehzahlvariabel arbeiten kann.

Der **Transformator** wandelt die Niederspannung des Generator-Umrichter-Systems in Mittelspannung des Windparknetzes um. Der Transformator wird durch den Anschluss an den Kühlkreislauf gekühlt.

Im **Schaltschrank** sind alle notwendigen elektrischen Bauteile für die Steuerung und Versorgung der Anlage untergebracht.

Das Kühlwasser wird durch einen **Passivkühler** auf dem Maschinenhausdach rückgekühlt.

Mit den **Azimutantrieben** wird das Maschinenhaus optimal in den Wind gedreht. Die Azimutantriebe befinden sich auf dem Maschinenträger im Maschinenhaus. Sie bestehen jeweils aus Elektromotor, mehrstufigem Planetengetriebe und Antriebsritzel. Die Antriebsritzel greifen in die Außenverzahnung der Azimutdrehverbindung ein. In ausgerichteter Position wird das Maschinenhaus mit den Azimutantrieben gehalten.

Alle Baugruppen im Maschinenhaus werden durch die **Maschinenhausverkleidung** vor den Einflüssen von Wind und Wetter geschützt.

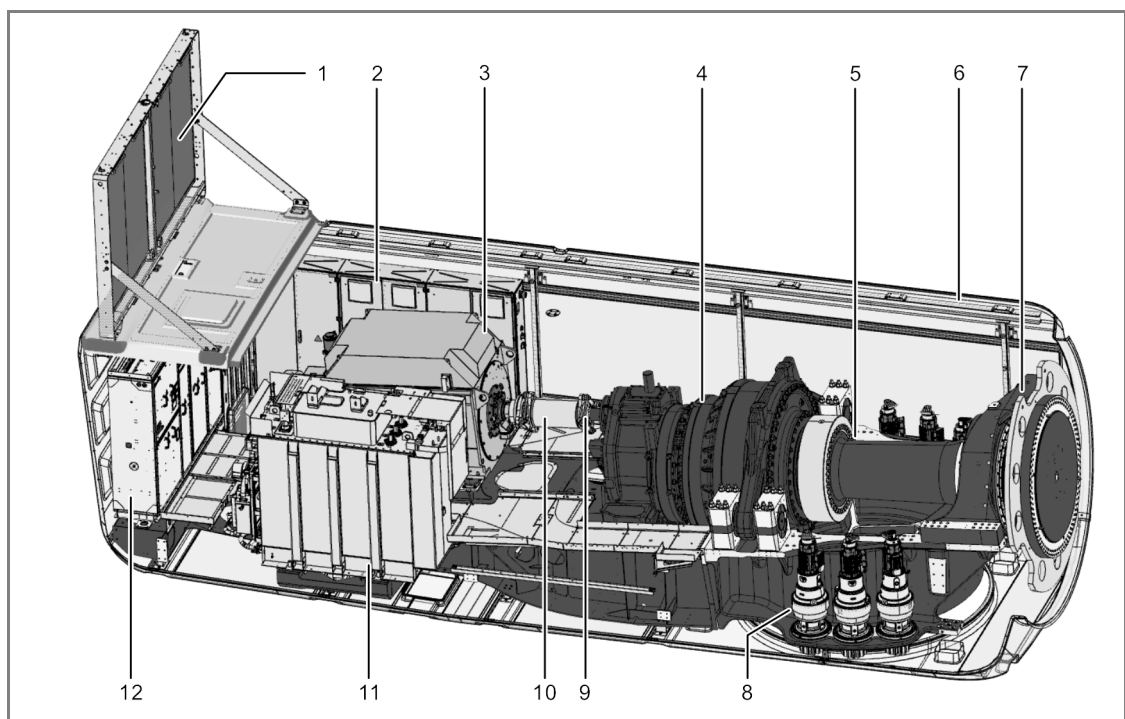


Abb. 2: Schematische Darstellung Maschinenhaus (beispielhaft)

- | | |
|----------------------------|------------------|
| 1 Passivkühler | 7 Rotorlager |
| 2 Schaltschrank | 8 Azimutantriebe |
| 3 Generator | 9 Rotorbremse |
| 4 Getriebe | 10 Kupplung |
| 5 Rotorwelle | 11 Transformator |
| 6 Maschinenhausverkleidung | 12 Umrichter |

1.4 Hilfssysteme

1.4.1 Automatisches Schmiersystem

Generatorlager, Verzahnung der Pitchdrehverbindungen, Rotorlager und Verzahnung der Azimutdrehverbindung sind jeweils standardmäßig mit einem **automatischen Schmiersystem** ausgestattet.

1.4.2 Heizungen

Getriebe, Generator, der Kühlkreislauf und alle relevanten Schaltschränke sind mit **Heizungen** ausgestattet.

1.4.3 Elektrischer Kettenzug und Brückentraverse

Im Maschinenhaus dient ein fest installierter elektrischer **Kettenzug** zum Heben von Werkzeugen, Bauteilen und sonstigem Arbeitsmaterial vom Erdboden in das Maschinenhaus.

Eine Brückentraverse inklusive Schiebefahrwerk ist vorbereitet für die Verwendung eines Handkettenzug zum Bewegen der Materialien innerhalb des Maschinenhauses.

1.4.4 Kühlung

Zwei voneinander getrennte Kühlkreisläufe sorgen für eine Kühlung der Großkomponenten. Umrichter und Getriebe werden in einem und Generator und Transformator in dem anderen Kühlkreislauf gekühlt.

Beide Kühlkreisläufe sind mit Passivkühlern auf dem Maschinenhausdach verbunden, in denen das Wasser rückgekühlt wird.

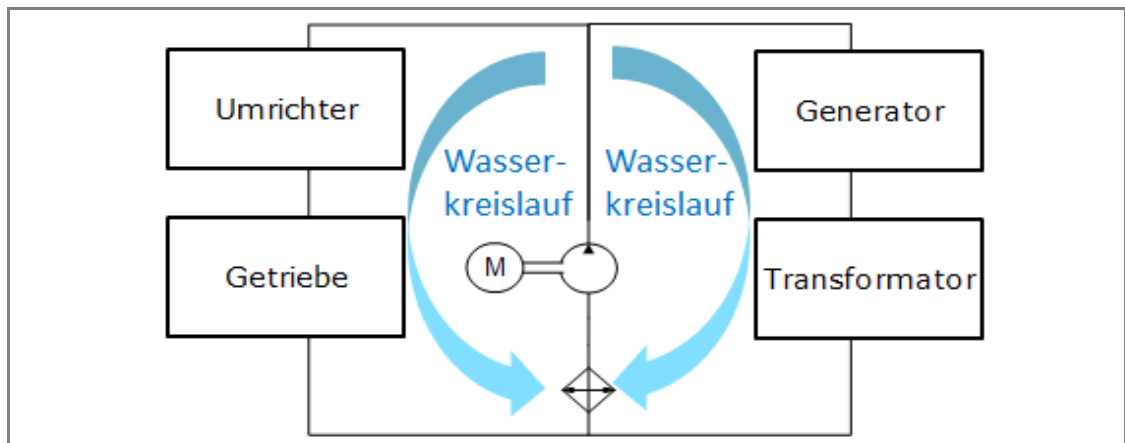


Abb. 3: Schematische Darstellung Kühlkreislauf

2. Steuerung und elektrisches System

Die WEA arbeitet automatisch. Eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) überwacht mit einer Vielzahl an Sensoren ständig die Betriebsparameter, vergleicht die Ist-Werte mit den entsprechenden Sollwerten und erteilt an die Anlagenkomponenten die erforderlichen Steuerbefehle. Die Betriebsparameter werden von Nordex vorgegeben und sind auf den jeweiligen Standort abgestimmt. Die Steuerung befindet sich in einem Schaltschrank im Turmfuß.

Bei Windstille bleibt die WEA im Ruhezustand. Nur verschiedene Hilfssysteme wie Heizungen, Getriebschmierung und die SPS, die die Daten der Windmessenrichtung überwacht, sind in Betrieb oder werden nach Bedarf zugeschaltet. Alle anderen Systeme sind ausgeschaltet und verbrauchen keine Energie. Der Rotor trudelt. Wird die Einschaltwindgeschwindigkeit erreicht, wechselt die WEA in den Zustand „Betriebsbereit“. Jetzt werden alle Systeme getestet, das Maschinenhaus nach dem Wind ausgerichtet und die Rotorblätter in den Wind gedreht. Ist eine bestimmte Drehzahl erreicht, wird der Generator ans Netz gekoppelt und die WEA produziert elektrische Energie.

Bei niedrigen Windgeschwindigkeiten arbeitet die WEA im Teillastbetrieb. Dabei bleiben die Rotorblätter maximal in den Wind gedreht. Die von der WEA abgegebene Leistung hängt von der Windgeschwindigkeit ab.

Bei Erreichen der Nennwindgeschwindigkeit geht die WEA in den Nennlastbereich über. Erhöht sich die Windgeschwindigkeit weiter, bewirkt die Drehzahlregelung eine Änderung der Rotorblattwinkel, sodass im Ergebnis die Rotordrehzahl und damit die Leistungsabgabe der WEA konstant gehalten werden.

Das Azimutsystem sorgt dafür, dass sich das Maschinenhaus stets optimal im Wind ausrichtet. Dazu messen zwei getrennte Windmesssysteme auf dem Maschinenhaus die Windrichtung. Dabei wird für die Steuerung nur ein Windmesssystem herangezogen, während das zweite das erste überwacht und bei dessen Ausfall einspringt. Weicht die gemessene Windrichtung zu sehr von der Ausrichtung des Maschinenhauses ab, wird das Maschinenhaus aktiv nachgeführt.

Die Umwandlung der vom Rotor aufgenommenen Windenergie in elektrische Energie erfolgt mit einem doppelt gespeisten Asynchrongenerator mit Schleifringläufer. Sein Stator ist direkt und der Rotor über einen speziell gesteuerten Frequenzumrichter mit dem Mittelspannungstransformator verbunden, der die Anlage mit dem Netz verbindet. Dadurch muss nur ein Teil der Leistung über den Umrichter geführt werden, was geringe elektrische Systemverluste ermöglicht.

2.1 Sicherheitssysteme

Nordex Windenergieanlagen sind mit technischen Ausrüstungen und Einrichtungen ausgestattet, die dem Personen- und Anlagenschutz dienen und einen dauerhaften Betrieb gewährleisten. Die gesamte Anlage ist entsprechend der Maschinenrichtlinie 2006/42/EG ausgelegt und nach IEC 61400 zertifiziert.

Die Überwachung sicherheitsrelevanter Parameter in der Anlagensteuerung erfolgt kontinuierlich. Dabei werden die Sensordaten der sicheren Sensoren über ein sicheres Bussystem zur Auswertung an die sichere Steuerung übermittelt. Bei Überschreitung festgelegter Parameter wird die Anlage über Aktoren gestoppt und in einen sicheren Zustand gesetzt.

In Abhängigkeit von der Abschaltursache werden unterschiedliche Bremsprogramme ausgelöst. Bei äußeren Ursachen wie zu hoher Windgeschwindigkeit oder Unterschreitung der Betriebstemperatur wird die Anlage mittels Rotorblattverstellung sanft gebremst. Weitere Sicherheitsfunktionen dienen dem sicheren Stillsetzen von Antrieben für Wartungsarbeiten.

2.2 Blitz-/Überspannungsschutz, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)

Der Blitz-/Überspannungsschutz der Windenergieanlage basiert auf dem EMV-orientierten Blitzschutzkonzept, das aus der Ausführung von inneren und äußeren Blitz-/Überspannungsschutzmaßnahmen, unter Berücksichtigung der Norm IEC 61400-24, besteht. Die Windenergieanlage ist nach Blitzschutzklasse I ausgelegt.

Die Windenergieanlage mit den elektrischen Betriebsmitteln, Verbrauchern, der Mess-, Steuer-, Regelungs-, Schutz-, Informations- und Telekommunikationstechnik erfüllt die EMV-Anforderungen entsprechend der IEC 61400-1.

2.3 Mittelspannungsanlage

Die Mittelspannungskomponenten dienen dem Anschluss einer WEA an das Mittelspannungsnetz im Windpark oder an das Netz des örtlichen Netzbetreibers. Im Turmfuß befindet sich die **MS-Schaltanlage**. Diese besteht aus einem Transformatorfeld mit Leistungsschalter und mindestens einem Ringkabelfeld als Standard oder bis zu drei Ringkabelfeldern als Option (abhängig von der Windpark-Konfiguration). Das Transformatorfeld setzt sich zusammen aus einem Vakuum-Leistungsschalter und dem Trennschalter mit Erdungsschalter. Das Ringkabelfeld besteht aus einem Lasttrennschalter mit Erdungsschalter. Die gesamte MS-Schaltanlage ist auf einem Bodenrahmen/Adapterrahmen montiert.

Weitere Eigenschaften der MS-Schaltanlage:

- Stückprüfungen jeder Schaltanlage gemäß IEC 62271-200
- Typgeprüft, SF6 isoliert
- Innenraumschaltanlage für abgeschlossene elektrische Betriebsstätten (min. IP2X)
- SF-6 Kessel: metallgeschottet, metallgekapselt (min. IP65), unabhängig gegenüber Umwelteinflüssen
- Angezeigte Schaltstellungen „Ein - Aus - Geerdet“
- Prüfklemmleiste für Sekundärprüfung
- Wartungsarm nach Klasse E2 (IEC 62271-100)

Bei technischer Verfügbarkeit kann Nordex alternativ zu herkömmlichen SF6-isolierten Schaltanlagen auch SF6-freie Schaltanlagen liefern. Die Möglichkeit ist im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

Der Anlagenschutz der MS-Schaltanlage wird durch folgende Punkte erreicht:

- Erhöhter Personen- und Anlagenschutz bei Störlichtbögen durch Typprüfung nach IEC 62271-200
- Wandlerstromversorgtes und einschaltstromstabilisiertes Schutzgerät als UMZ-Relais (Unabhängiger Maximalstromzeitschutz)
- Betätigungsöffnungen für Schaltgeräte sind funktional gegeneinander verriegelt und optional abschließbar
- Korrosionsschutz der Schaltzellen durch Feuerverzinkung und lackierte Oberflächen
- Druckentlastung durch Druckabsorberkanal im Falle eines Störlichtbogens. Alternativ kann für die USA ein Lichtbogenunterdrücker im Tank und im Kabelanschlussraum installiert sein.

Transformator und **Umrichter** sind im Maschinenhaus platziert. Der Transformator ist nach IEC 60076-16 spezifiziert.

Die Stahlbauteile am Transformator sind nach Korrosionsschutzklasse C3 (H) ausgelegt. Weitere Schutzvorkehrungen:

- Geerdeter Kessel (Estertrafo)
- Übertemperaturschutz durch Temperaturfühler und -relais
- Hermetikschutz (Leckage) und Überdruckschutz bei Estertrafo

2.4 Niederspannungsnetzformen

Das **950-V-Niederspannungsnetz** ist die primäre energietechnische Niederspannungsanlage der Windenergieanlage. Als IT-Netzform und Dreiphasendrehstromnetz ist es von der Erde isoliert. Die Elemente der elektrischen Betriebs- und Messmittel dieses Netzes sind direkt oder über separate Schutzpotenzialausgleichsleitungen geerdet. Als weitere Schutzmaßnahme des Personen- und Anlagenschutzes im 950-V-IT-Netz ist eine zentrale Isolationsüberwachungseinrichtung installiert.

Das **400-V-/230-V-Niederspannungsnetz** ist die Niederspannungseigenbedarfsanlage der Windenergieanlage. Es ist als TN-S-Netzform und Dreiphasendrehstromnetz an den speisenden Netztransformatoren direkt sternpunktgeerdet. Der Schutzerdungsleiter PE und Neutralleiter sind separat vorhanden. Die Körper elektrischer Betriebsmittel und Verbraucher sind unter Einbeziehung des zusätzlichen Schutzpotenzialausgleichs direkt und unmittelbar über Schutzerdungsleiterverbindungen mit den Sternpunkten der speisenden Netztransformatoren verbunden.

2.5 Eigenbedarf der Windenergieanlage

Der Niederspannungseigenbedarf der Windenergieanlage im WEA-Stand-by-Betrieb und WEA-Einspeisebetrieb wird durch folgende Verbraucher angefordert:

- Anlagensteuerung inklusive Steuerung Hauptumrichter
- 400-V-/230-V-Eigenbedarf Hauptumrichter
- 230-V-AC-USV-Versorgung inclusive 24-V-DC-Versorgung
- Azimutsystem
- Pitchsystem
- Nebenantriebe wie Pumpen, Lüfter und Schmieranlagen
- Heizungen und Beleuchtung
- Hilfssysteme wie Befahranlage, Gefahrenfeuer

Langzeitmessungen zeigen, dass die durchschnittliche, auf das Jahr bezogene Grundlast der Niederspannungseigenbedarfsanlage im WEA-Einspeisebetrieb im mittleren 10 min-Mittelwert ca. 15 kW beträgt und der maximale 10 min-Mittelwert bis zu 25 kW/32kVA erreichen kann. Diese Werte sind bereits in den Leistungskurven enthalten.

Für Standorte mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,5 m/s fallen ca. 10 MWh Eigenverbrauch an, dieser Wert ist jedoch sehr standortabhängig.

Der Eigenverbrauch ist definiert als der Energiebezug der WEA aus dem Stromnetz für den Zeitraum, in dem die WEA keinen Strom in das Netz einspeist.

3. Optionen

Als zusätzliche Ausstattung für Nordex Windenergieanlagen stehen verschiedene Optionen auf Anfrage zur Verfügung.

Die Möglichkeit der optionalen Ausstattung ist im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

4. Technische Daten

4.1 Technische Konzeption

Technische Konzeption	
Überlebenstemperatur (Design temperature)	NCV: -20 °C bis +45 °C CCV: -40 °C bis +45 °C
Betriebstemperaturbereich Normal Climate Version	-20 °C bis +40 °C ¹⁾
Betriebstemperaturbereich Cold Climate Version	-30 °C bis +40 °C ¹⁾
Stopp	Standard: -20 °C, Wiederanlauf bei -18 °C CCV: -30 °C, Wiederanlauf bei -28 °C
Max. Höhe über N.N.	2000 m ¹⁾
Zertifikat	gemäß IECRE-OD501 mit IEC 61400 und DIBt 2012
Typ	3-Blatt-Rotor mit horizontaler Achse Luv-Läufer
Leistungsregelung	aktive Einzelblattverstellung
Nennleistung	bis zu 6800 kW ¹⁾
Nennleistung ab Windgeschwindigkeit (bei einer Luftdichte von 1,225 kg/m ³)	ca. 12,5 m/s
Betriebsdrehzahlbereich des Rotors	5,31 min ⁻¹ bis 10,85 min ⁻¹
Nenndrehzahl	9,025 min ⁻¹
Einschaltwindgeschwindigkeit	3 m/s
Abschaltwindgeschwindigkeit	20 m/s ²⁾
Wiedereinschaltwindgeschwindigkeit	19,5 m/s ²⁾
Rechnerische Lebensdauer	≥ 25 Jahre ³⁾

¹⁾ Nennleistung wird in Abhängigkeit vom Leistungsfaktor und der Aufstellhöhe bis zu definierten Temperaturbereichen erreicht.

²⁾ Die Abschaltwindgeschwindigkeit kann projektspezifisch zur Sicherstellung der Standsicherheit reduziert werden.

³⁾ Die angegebene rechnerische Lebensdauer kann standort- und leistungsbezogen reduziert sein.

4.2 Türme

Türme	TS112-00	TS142-00	TCS179-00
Nabenhöhe*	112,0 m	142,0 m	179,0 m
Turmtyp	Stahlrohrturm		Hybridturm
Windklasse	IEC B DIBt B	IEC S	IEC S DIBt S
Oberflächen- beschaffenheit	Farbsystembeschichtung		**

* Beinhaltet Fundamenthöhe über Geländeoberkante

** Stahlsektion: Farbsystembeschichtung; Betonteil: Sichtbeton

4.3 Rotor und Rotorblätter

Rotor	
Rotordurchmesser	175,0 m
Überstrichene Fläche	24053 m ²
Nennleistung/Fläche	259 W/m ²
Neigungswinkel der Rotorwelle	5°
Konuswinkel der Rotorblätter	5,5°

Rotorblatt	
Material	glasfaser- und kohlenstofffaserverstärkter Kunststoff
Gesamtlänge	85,7 m

Rotornabe	
Material Rotornabengrundkörper	Gussteil
Material Spinner	glasfaserverstärkter Kunststoff

4.4 Maschinenhaus

Maschinenhaus	
Tragwerk	geschweisste Stahlkonstruktion
Verkleidung	glasfaserverstärkter Kunststoff
Maschinenträger	Gussteil
Generatorträger	geschweisste Stahlkonstruktion

4.4.1 Rotorwelle

Rotorwelle/Rotorlagerung	
Typ	geschmiedete Hohlwelle
Material	42CrMo4 oder 34CrNiMo6
Lagertyp	Pendelrollenlager
Schmierung	regelmäßig mit Schmierfett

4.4.2 Bremse und Getriebe

Mechanische Bremse	
Typ	aktive betätigte Scheibenbremse
Anordnung	auf der schnellen Welle
Anzahl der Bremskaliber	1
Material der Bremsbeläge	organisches Belagmaterial

Getriebe	
Typ	mehrstufiges Planetengetriebe + Stirnradstufe
Übersetzungsverhältnis	50 Hz: $i = 130$ 60 Hz: $i = 156$
Schmierung	Zwangsschmierung
Ölmenge inkl. Kühlkreislauf	max. 800 l
Öltyp	VG 320
Max. Öltemperatur	ca. 77 °C
Ölwechsel	Wechsel nach Bedarf

4.4.3 E-Kettenzug und Brückentraverse

E-Kettenzug und Brückenkrantaverse	
E-Kettenzug max. Last	min. 850 kg
Brückentraverse max. Last	Schiebefahrwerk zur Aufnahme eines Handkettenzugs 1000 kg

4.5 Elektrische Anlage

Elektrische Anlage*	
Nennleistung P_{nG}	6800 kW
Nennspannung	3 x AC 950 V \pm 10 % (Grid-Code-spezifisch)
Nennstrom bei voller Blindstromspeisung I_{nG} bei S_{nG}	4696 A
Nennscheinleistung S_{nG} bei P_{nG}	7727 kVA
Frequenz	50 und 60 Hz

*) Alle Angaben sind Maximalwerte. Abhängig von der jeweiligen Bemessungsspannung, Bemessungsscheinleistung und WEA-Bemessungswirkleistung können die Werte variieren.

4.5.1 Transformator

Transformator*	50 Hz	60 Hz
Gesamtgewicht	ca. 10 t	
Isolationsmedium	Ester	
Bemessungsspannung U_S, U_r	950 V	
Bemessungsspannung U_{OS} , abhängig vom MS-Netz, U_r	20 kV/30 kV/34 kV	
Anzapfungen überspannungsseitig	20 kV und 30 kV: + 4 x 2,5 % 34 kV: + 4 x 0,5 %	
Netzspannung U_{OS}	20; 20,5; 21; 21,5; 22 kV 30; 30,75; 31,5; 32,25; 33 kV 34; 34,5; 35; 35,5; 36 kV	
Bemessungsfrequenz f_r	50 Hz	60 Hz
Schaltgruppe	Dy5	
Aufstellungshöhe (NN)	bis 2000 m	
Bemessungsscheinleistung S_r	7800 kVA	
Kurzschlussspannung, U_z	9 % \pm 10 % Toleranz	
Mindestwert des maximalen Wirkungsgrades η , (EU) 2019/1783, 548/2014	99,590 %	–
Einschaltstrom	$\leq 5,5 \times I_N$ (Scheitelwert)	
Verlustleistung ¹⁾		
Leerlaufverluste	3050 W	4300 W
Kurzschlussverluste	80000 W	80700 W

*) Angaben sind (sofern nicht anders angegeben) Maximalwerte. Abhängig von der jeweiligen Bemessungsspannung, Bemessungsscheinleistung und WEA-Bemessungswirkleistung können die Werte abweichen.

¹⁾ Richtwerte

4.5.2 Mittelspannungsschaltanlage

Mittelspannungsschaltanlage	
Bemessungsspannung (abhängig vom MS-Netz)	24, 36, 38 oder 40,5 kV
Bemessungsstrom	50 Hz: 630 A 60 Hz: 600 A
Bemessungskurzschlussdauer	1 s
Bemessungskurzschlussstrom	24 kV: 16 kA (20 kA optional) 36/38/40,5 kV: 20 kA (25 kA optional)
Minimale/Maximale Umgebungstemperatur im Betrieb	NCV: -25 °C bis +40 °C
	CCV: -30 °C bis +40 °C
Anschlußtyp	Außenkonus Typ C nach EN 50181 USA: Außenkonus Typ E nach IEEE 386
Leistungsschalter	
Schaltzahl mit Bemessungsstrom	E2
Schaltzahl mit Kurzschlussausschaltstrom	E2
Mechanische Schaltzahl	M1
Schalten kapazitiver Ströme	min. C1 - gering
Lasttrennschalter	
Schaltzahl mit Bemessungsstrom	E3
Schaltzahl mit Kurzschlussausschaltstrom	E3
Mechanische Schaltzahl	M1
Trennschalter	
Mechanische Schaltzahl	M0
Erdungsschalter	
Schaltzahl mit Bemessungs-Kurzschlusseinschaltstrom	E2
Mechanische Schaltzahl	≥ 1000

4.5.3 Generator

Generator	
Typ	6-polig, doppelt gespeiste Asynchronmaschine
Schutzart	IP 54 (Schleifringkasten IP 23)
Nennspannung	950 V
Frequenz	50 und 60 Hz
Drehzahlbereich	50 Hz: 650 bis 1500 min ⁻¹ 60 Hz: 780 bis 1800 min ⁻¹
Pole	6
Gewicht	ca. 13,5 t

4.6 Kühlung

Kühlung	
Getriebe	
Typ	Ölkreislauf mit Öl/Wasser-Wärmetauscher und Thermobypass
Filter	Grobfilter 50 µm / Feinfilter 10 µm / Feinstfilter < 5 µm
Generator	
Typ	Wasserkreislauf mit Wasser/Luft-Wärmetauscher und Thermobypass
Kühlmittel	Wasser/Glykol basiertes Kühlmittel
Umrichter	
Typ	Wasserkreislauf mit Wasser/Luft-Wärmetauscher und Thermobypass
Kühlmittel	Wasser/Glykol basiertes Kühlmittel
Transformator	
Kühlungsmittel	Wasser/Glykol basiertes Kühlmittel
Kühlkreislauf	Esterkreislauf mit Ester/Wasser-Wärmetauscher

4.7 Pitchsystem

Pitchsystem	
Pitchdrehverbindung	2-reihiges 4-Punktlager
Schmierung Verzahnung/ Laufbahn	regelmäßige Schmierung mit Fett
Antrieb	Elektromotoren inkl. Federkraftbremse und mehrstufigem Planetengetriebe
Notstromversorgung	Akkumulatoren

4.8 Azimutsystem

Azimutsystem	
Azimutdrehverbindung	2-reihiges 4-Punktlager
Schmierung Verzahnung/Laufbahn	regelmäßige Schmierung mit Fett
Antrieb	Elektromotoren inkl. Federkraftbremse und vierstufigem Planetengetriebe
Anzahl der Antriebe	7 bis 8
Nachführgeschwindigkeit	ca. 0,4 °/s

4.9 Korrosionsschutz

Korrosionsschutz*	Innen	Außen
Maschinenhaus	C3	C4
Nabe, inklusive Spinner	C3	C4
Turm	C3	C4
Stahlsektionen Betonteile	Farbsystembeschichtung Sichtbeton	Farbsystembeschichtung Sichtbeton

* Kategorien des Korrosionsschutzes entsprechend ISO 12944-2

4.10 Automatisierungssysteme

Automatisierungssystem	
Feldbussystem	Profinet
Sicheres Feldbussystem	Profisafe via Profinet
Anlagensteuerung	Profinet-Anlagensteuerung
Sicherheitssteuerung	Integrierte Sicherheitsteuerung

Annexe C Extrait du CASIPO

Extrait du Cadastre des sites potentiellement pollués

Parcelle recherchée

Clervaux, Eselborn(B), 1058 / 2431









Légende:

SPC

-  Autre
-  Décharge
-  Remblai
-  Réservoir à Mazout

SCA

-  En cours d'assainissement
 -  Nécessitant une intervention
 -  Restriction
 -  Sans restriction
-  site recherche
 -  Communes

Remarque:

La (les) parcelle(s) n'est (ne sont pas) inventoriée(s) dans le cadastre des sites potentiellement contaminés.

Extrait du Cadastre des sites potentiellement pollués

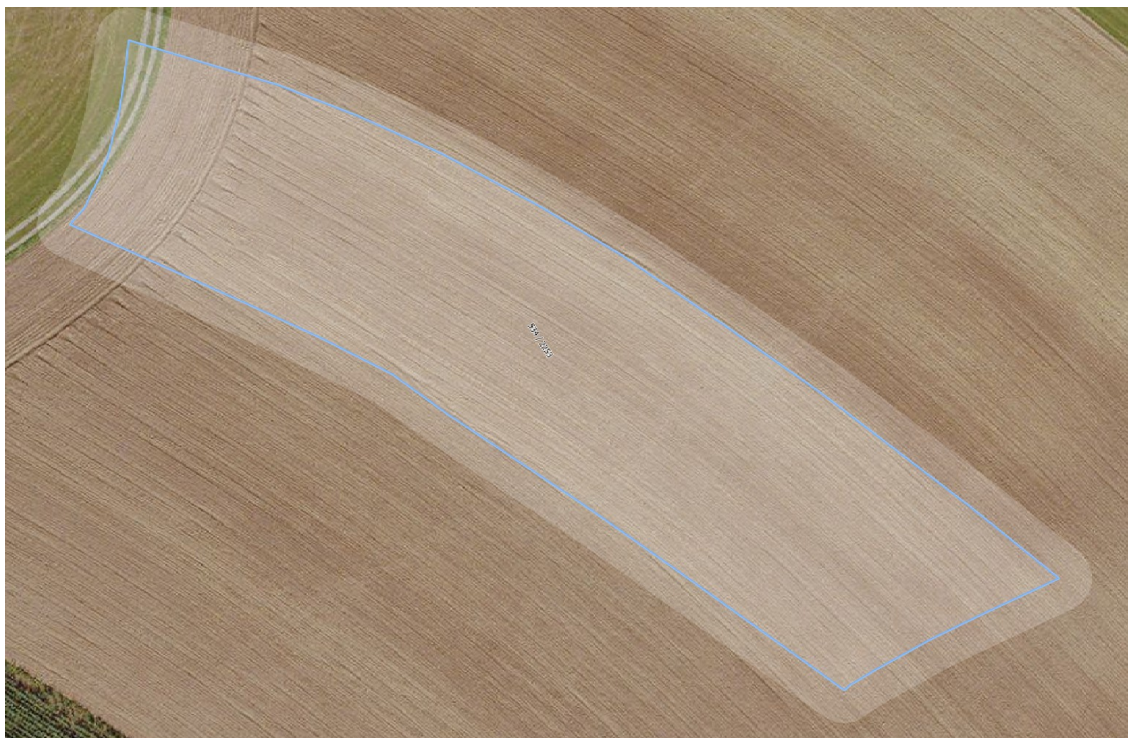
Le CASIPO reprend uniquement les informations qui ont été acquises par, ou mises à disposition à l'Administration de l'environnement. Le fait qu'un site n'est pas inscrit dans le cadastre ne constitue pas une garantie que ce site est exempt de toute pollution. En cas de doute ou en cas d'indication(s) d'une pollution, veuillez-vous adresser à un organisme agréé du point de compétence « E5 Études d'impact dans le domaine de la protection du sol; sous-sol et/ou eaux souterraines » dans le domaine de l'environnement humain.

Pour de plus amples informations, veuillez contacter l'Administration de l'environnement via caddech@aev.etat.lu

Extrait du Cadastre des sites potentiellement pollués

Parcelle recherchée

Clervaux, Mecher(F), 534 / 2253









Légende:

SPC

-  Autre
-  Décharge
-  Remblai
-  Réservoir à Mazout

SCA

-  En cours d'assainissement
 -  Nécessitant une intervention
 -  Restriction
 -  Sans restriction
-  site recherche
-  Communes

Remarque:

La (les) parcelle(s) n'est (ne sont pas) inventoriée(s) dans le cadastre des sites potentiellement contaminés.

Le CASIPO reprend uniquement les informations qui ont été acquises par, ou mises à disposition à l'Administration de l'environnement. Le fait qu'un site n'est pas inscrit dans le cadastre ne constitue pas une garantie que ce site est exempt de toute pollution. En cas de doute ou en cas d'indication(s) d'une pollution, veuillez-vous adresser à un organisme agréé du

Extrait du Cadastre des sites potentiellement pollués

point de compétence « E5 Études d'impact dans le domaine de la protection du sol; sous-sol et/ou eaux souterraines » dans le domaine de l'environnement humain.

Pour de plus amples informations, veuillez contacter l'Administration de l'environnement via caddech@aev.etat.lu

Extrait du Cadastre des sites potentiellement pollués

Parcelle recherchée

Boevange (Clervaux), Lullange(C), 806 / 2400









Légende:

SPC

-  Autre
-  Décharge
-  Remblai
-  Réservoir à Mazout

SCA

-  En cours d'assainissement
 -  Nécessitant une intervention
 -  Restriction
 -  Sans restriction
-  site recherche
-  Communes

Remarque:

La (les) parcelle(s) n'est (ne sont pas) inventoriée(s) dans le cadastre des sites potentiellement contaminés.

Le CASIPO reprend uniquement les informations qui ont été acquises par, ou mises à disposition à l'Administration de l'environnement. Le fait qu'un site n'est pas inscrit dans le cadastre ne constitue pas une garantie que ce site est exempt de toute pollution. En cas de doute ou en cas d'indication(s) d'une pollution, veuillez-vous adresser à un organisme agréé du

Extrait du Cadastre des sites potentiellement pollués

point de compétence « E5 Études d'impact dans le domaine de la protection du sol; sous-sol et/ou eaux souterraines » dans le domaine de l'environnement humain.

Pour de plus amples informations, veuillez contacter l'Administration de l'environnement via caddech@aev.etat.lu

Extrait du Cadastre des sites potentiellement pollués

Parcelle recherchée

Boevange (Clervaux), Doennange et Deiffelt(D), 566









Légende:

SPC

-  Autre
-  Décharge
-  Remblai
-  Réservoir à Mazout

SCA

-  En cours d'assainissement
 -  Nécessitant une intervention
 -  Restriction
 -  Sans restriction
-  site recherche
-  Communes

Remarque:

La (les) parcelle(s) n'est (ne sont pas) inventoriée(s) dans le cadastre des sites potentiellement contaminés.

Le CASIPO reprend uniquement les informations qui ont été acquises par, ou mises à

Extrait du Cadastre des sites potentiellement pollués

disponibilité à l'Administration de l'environnement. Le fait qu'un site n'est pas inscrit dans le cadastre ne constitue pas une garantie que ce site est exempt de toute pollution. En cas de doute ou en cas d'indication(s) d'une pollution, veuillez-vous adresser à un organisme agréé du point de compétence « E5 Études d'impact dans le domaine de la protection du sol; sous-sol et/ou eaux souterraines » dans le domaine de l'environnement humain.

Pour de plus amples informations, veuillez contacter l'Administration de l'environnement via caddech@aev.etat.lu

Annexe D Photomontages

Photomontage 01 : Weicherdange, Op der Bouch



Projet éolien à Lentzweiler

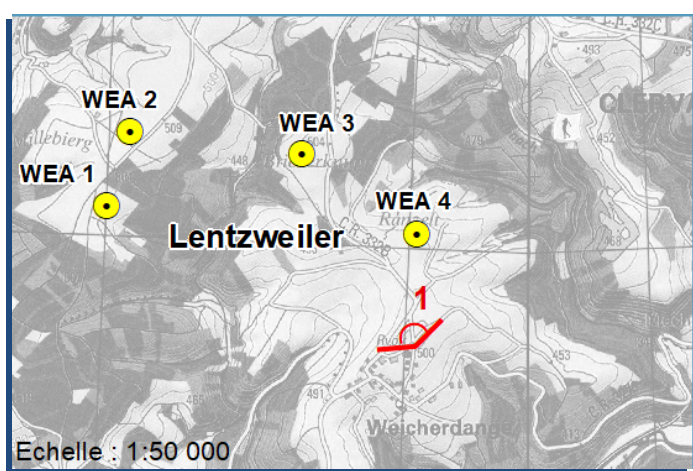
Données de localisation de la prise de vue

Coordonnées LUREF	X : 67205	Y : 122893
Altitude	500 m	
Distance de l'éolienne du projet la plus proche	724 m	
Angle de visée (par rapport au nord géographique)	335°	
Champ de vision (horizontal)	91°	

Données techniques

Type d'éolienne	Enercon E175 EP5 TES 6 MW
Hauteur mât des éoliennes	162 m
Diamètre du rotor	175 m
Balisage de jour	Blanc (ou blanc-gris RAL9002) sur pales, nacelles et min. 2/3 supérieurs du mât
Balisage de nuit	Feux d'obstacle de moyenne intensité (2000cd) rouge de type C (fixe, nacelle) et de faible intensité (min. 32cd) rouge de type B (fixe, visible de tous les azimuts, mi-hauteur nacelle)
Date de prise de vue	04 avril 2025

Carte de localisation

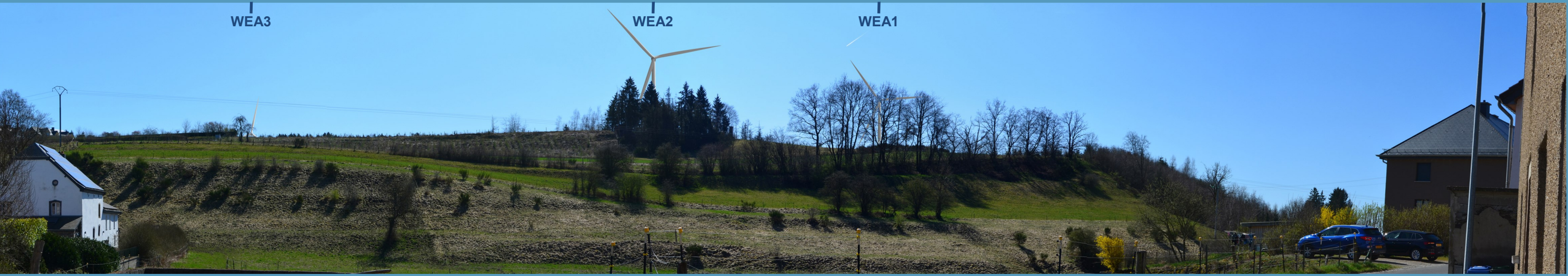


Auteur d'étude : Demandeur :



Photomontage 02 : Doennage Hauptstrooss

Cadrage vue panoramique



Cadrage vision humaine



Projet éolien à Lentzweiler

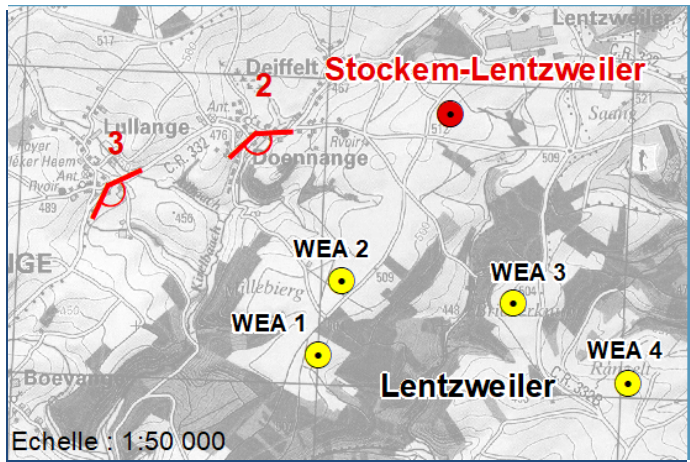
Données de localisation de la prise de vue

Coordonnées LUREF	X : 64784	Y : 125236
Altitude	454 m	
Distance de l'éolienne du projet la plus proche	1103 m	
Angle de visée (par rapport au nord géographique)	157°	
Champ de vision (horizontal)	103°	

Données techniques

Type d'éolienne	Enercon E175 EP5 TES 6 MW	
Hauteur mât des éoliennes	162 m	
Diamètre du rotor	175 m	
Balisage de jour	Blanc (ou blanc-gris RAL9002) sur pales, nacelles et min. 2/3 supérieurs du mât	
Balisage de nuit	Feux d'obstacle de moyenne intensité (2000cd) rouge de type C (fixe, nacelle) et de faible intensité (min. 32cd) rouge de type B (fixe, visible de tous les azimuts, mi-hauteur nacelle)	
Date de prise de vue	04 avril 2025	

Carte de localisation



Auteur d'étude :

Demandeur :

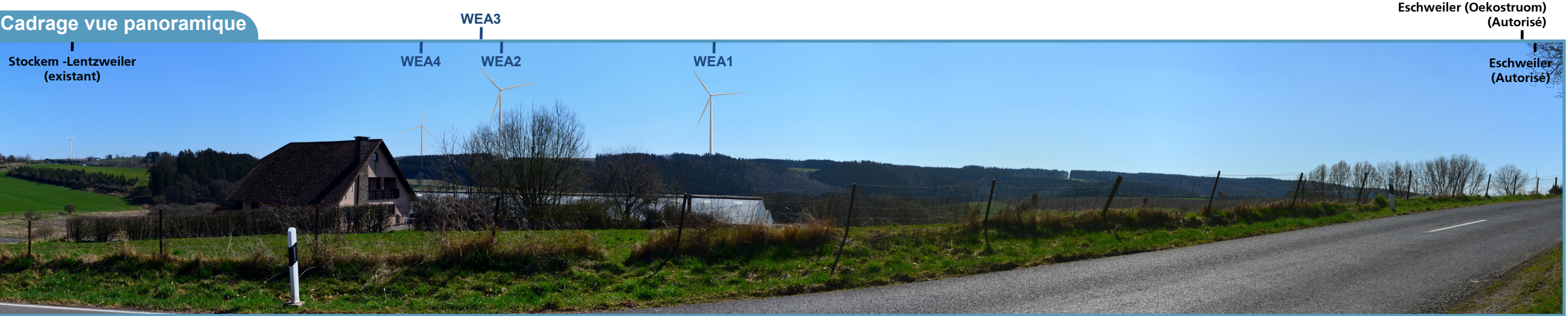
CSDINGENIEURS+
INGÉNIEURS PAR NATURE

PW 34

Photomontage 03 : Lullange, Tëschent d'Gaarden

Covisibilité avec les autres projets éoliens

Cadrage vue panoramique



Cadrage vision humaine



Projet éolien à Lentzweiler

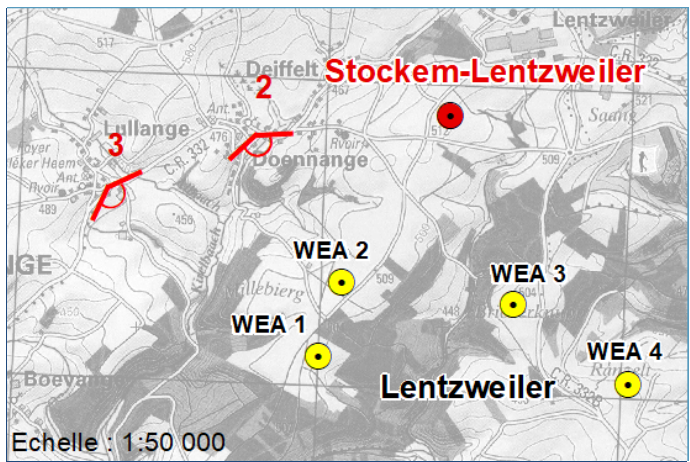
Données de localisation de la prise de vue

Coordonnées LUREF	X : 63827	Y : 124928
Altitude	460 m	
Distance de l'éolienne du projet la plus proche	1650 m	
Angle de visée (par rapport au nord géographique)	135°	
Champ de vision (horizontal)	124°	

Données techniques

Type d'éolienne	Enercon E175 EP5 TES 6 MW	
Hauteur mât des éoliennes	162 m	
Diamètre du rotor	175 m	
Balisage de jour	Blanc (ou blanc-gris RAL9002) sur pales, nacelles et min. 2/3 supérieurs du mât	
Balisage de nuit	Feux d'obstacle de moyenne intensité (2000cd) rouge de type C (fixe, nacelle) et de faible intensité (min. 32cd) rouge de type B (fixe, visible de tous les azimuts, mi-hauteur nacelle)	
Date de prise de vue	04 avril 2025	

Carte de localisation



Auteur d'étude :

Demandeur :

CSDINGENIEURS+
INGÉNIEUX PAR NATURE

PW 34

Photomontage 04 : Wincrange, Duärrefstrooss

Cadrage vue panoramique



Cadrage vision humaine



Projet éolien à Lentzweiler

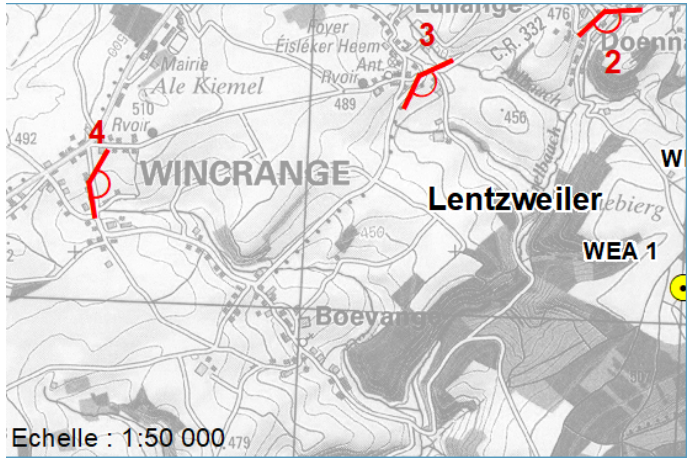
Données de localisation de la prise de vue

Coordonnées LUREF	X : 62092	Y : 124348
Altitude	490 m	
Distance de l'éolienne du projet la plus proche	3152 m	
Angle de visée (par rapport au nord géographique)	100°	
Champ de vision (horizontal)	108°	

Données techniques

Type d'éolienne	Enercon E175 EP5 TES 6 MW	
Hauteur mât des éoliennes	162 m	
Diamètre du rotor	175 m	
Balisage de jour	Blanc (ou blanc-gris RAL9002) sur pales, nacelles et min. 2/3 supérieurs du mât	
Balisage de nuit	Feux d'obstacle de moyenne intensité (2000cd) rouge de type C (fixe, nacelle) et de faible intensité (min. 32cd) rouge de type B (fixe, visible de tous les azimuts, mi-hauteur nacelle)	
Date de prise de vue	04 avril 2025	

Carte de localisation



Auteur d'étude : Demandeur :



Cadrage vue panoramique



Cadrage vision humaine



Projet éolien à Lentzweiler

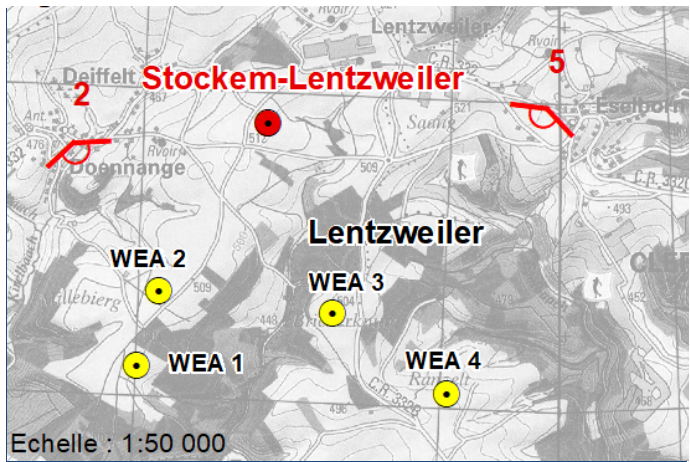
Données de localisation de la prise de vue

Coordonnées LUREF	X : 67902	Y : 125466
Altitude	490 m	
Distance de l'éolienne du projet la plus proche	1840 m	
Angle de visée (par rapport au nord géographique)	207°	
Champ de vision (horizontal)	145°	

Données techniques

Type d'éolienne	Enercon E175 EP5 TES 6 MW	
Hauteur mât des éoliennes	162 m	
Diamètre du rotor	175 m	
Balisage de jour	Blanc (ou blanc-gris RAL9002) sur pales, nacelles et min. 2/3 supérieurs du mât	
Balisage de nuit	Feux d'obstacle de moyenne intensité (2000cd) rouge de type C (fixe, nacelle) et de faible intensité (min. 32cd) rouge de type B (fixe, visible de tous les azimuts, mi-hauteur nacelle)	
Date de prise de vue	04 avril 2025	

Carte de localisation



Auteur d'étude : Demandeur :

Annexe E Avis préalable de la DAC



Réf : 2025 – 141436
Dossier suivi par : Regis OSSANT
(+352) 247-74919
aerodrome@av.etat.lu

CSD Ingénieurs
Mme Imane Aabbar
11 Route des trois Cantons
L-8399 Windhof

Par courriel :
i.aabbar@csgivingieurs.lu
h.mairesse@csgivingieurs.lu

Luxembourg, le 20 MAI 2025

V/Réf :

Objet : Votre demande d'avis – projet éolien Lentzweiler

Madame Aabbar,

J'ai l'honneur de me référer à votre demande concernant le projet d'implantation de quatre éoliennes avec les caractéristiques suivantes :

	Latitude WGS84dms	Longitude WGS84dms	Altitude terrain	Hauteur d'éolienne évaluée
WEA1	50°2'53.6"N	005°57'41.5"E	501m	249.5m
WEA2	50°3'09.4"N	005°57'49.0"N	505m	249.5m
WEA3	50°3'04.8"N	005°58'45.6"E	502m	249.5m
WEA4	50°2'47.7"N	005°59'23.3"E	481m	249.5m

L'Administration de la Navigation Aérienne a été consultée et ne s'oppose pas à l'installation d'éoliennes à ces emplacements, pour autant que les caractéristiques indiquées au moment de la demande ne soient pas modifiées.

MM. Bourbey et Ossant du département Aérodrômes se tiennent à votre disposition pour tout complément d'information nécessaire.

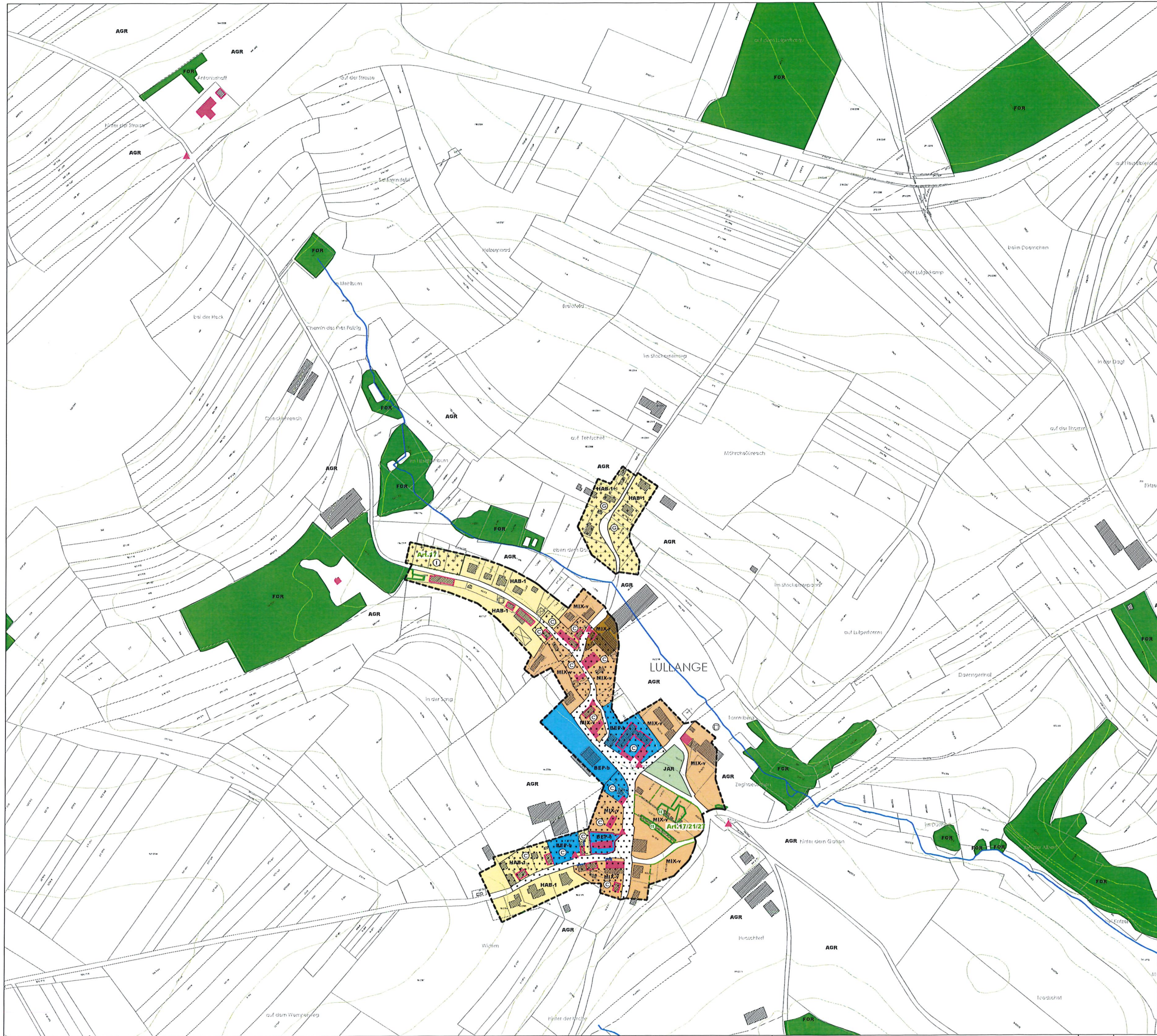
Veuillez agréer, Madame Aabbar, l'expression de mes considérations respectueuses.



Laura KÖNNER
Directrice

Copie : ANA autorisation@airport.etat.lu

Annexe F Extrait du PAG



PLAN D'AMENAGEMENT GENERAL (PAG) - LEGENDE

Parcelle cadastrale / immeuble

Délimitation de la zone verte

Délimitation de la commune

Zones urbanisées ou destinées à être urbanisées :

HAB-1
Zone d'habitation 1

MIX-v
Zone mixte villageoise

BEP-a
Zone de bâtiments et d'équipements publics - Aménagements

BEP-b
Zone de bâtiments et d'équipements publics - Bâtiments

ECO-c1
Zones d'activités économiques communes type 1

ECO-c1a
Zone d'activités économiques commune type 1a

ECO-c1b
Zone d'activités économiques commune type 1b "Fétich"

ECO-r
Zone d'activités économiques régionale

SPEC-a
Zone spéciale - Station - service

SPEC-b
Zone spéciale - Fourniture agricole

SPEC-c
Zone spéciale - Activités

JAR
Zone de jardins familiaux

Représentation schématique du degré d'utilisation du sol pour les zones soumises à un plan d'aménagement particulier "nouveau quartier" :

Dénomination du nouveau quartier			
COS	max.	CUS	max. (min.)
CSS	max.	DL	max. (min.)

Zones vertes :

AGR
Zone agricole

FOR
Zone forestière (BD-L-TC 2015)

VERD
Zone de verdure

Zones superposées :

Zone soumise à un plan d'aménagement particulier "nouveau quartier"

Zone d'aménagement différé

Zones de servitude "urbanisation"

- Intégration paysagère
- Intégration paysagère-1
- Corridor écologique

Zone de servitude "couloirs et espaces réservés"

- couloir pour projets routiers
- couloir pour projets de mobilité douce
- couloir pour projets de canaération pour eaux usées

Secteur et éléments protégés d'intérêt communal

- secteur protégé de type "environnement construit"
- construction à conserver
- petit patrimoine à conserver
- mur et muret à conserver
- surface de type "canal à conserver"
- gabarit d'une construction existante

Zones de risques naturels prévisibles

- zone de risque d'éboulement ou de glissement de terrain
- zone de risque "zone inondable"

Légende complémentaire
zone délimitant les fonds soumis à un plan d'aménagement particulier approuvé (PAP-A)

Zones ou espaces définis en exécution des dispositions spécifiques relatives à l'aménagement du territoire
Plans directeurs sectoriels localisés à titre indicatif et non exhaustif

- Plan directeur sectoriel primaire "parcages"
- Coupe verte CV04 : Wincrange-Hamville
- Plan directeur sectoriel primaire zones d'activités économiques
- 25 - IAE régionales Eselborn/Lentzweiler - existante
- 26 - IAE régionales Eselborn/Lentzweiler - extension
- Plan directeur sectoriel secondaire "stations de base pour réseaux publics de communications mobiles"

à la protection de la nature et des ressources naturelles
zone délimitant les fonds soumis à un plan d'aménagement particulier approuvé (PAP-A)

- Zone « Habitats » (ZSC)
- réseau Natura 2000 - MAJ 06.10.23
- Zone protégée d'intérêt national
- Zone « Oiseaux » (ZPS)
- réseau Natura 2000 - MAJ 06.10.23

à la protection des sites et monuments nationaux

Informations complémentaires
Biotope protégé (article 17 de la loi du 18 juillet 2018 concernant la protection de la nature et des ressources naturelles, à titre indicatif et non exhaustif)

- surfacique, linéaire

Habitat protégé et/ou habitat d'espèce protégée (articles 17 et/ou 21 et/ou 27 de la loi du 18 juillet 2018 concernant la protection de la nature et des ressources naturelles, à titre indicatif et non exhaustif)

- Wincrange
- bâtiment démolé (orthophoto / vîta des leu)
- cours d'eau (BD-L-TC 2015)
- bâtiments inscrits par urbanistes à titre indicatif
- courbe de niveau, équidistance 5 m (BD-L-TC 2004)
- élément protégé non répertorié par le PCN 2015 (uniquement pour protection communale)
- Digitalisation sur base orthophoto 2018

PCN - ORIGINE CADASTRE: DROITS RÉSERVÉS À L'ÉTAT DU GRAND DUCHÉ DE LUXEMBOURG (2015)
< COPIE ET REPRODUCTION INTERDITES >

MAÎTRE DE L'OUVRAGE :
COMMUNE DE WINCRANGE

OBJET :
PROJET D'AMÉNAGEMENT GÉNÉRAL - PARTIE GRAPHIQUE
SECTION DE BOEVANGE
LOCALITÉ : LULLANGE

4urba
URBANISME ET AMÉNAGEMENT
14, Rue Voltaire - L-2413 LUXEMBOURG
TEL: (+352) 22 22 43 TEL: (+352) 44 37 41 E-MAIL: info@4urba.lu

andrea weier
ARCHITECTURE ET D'ARCHITECTURE DU PAYSAGE
18, Am Belvaire - L-1473 RAUDELANGE
TEL: (+352) 34 82 821 FAX: (+352) 34 48 17 E-MAIL: info@andrea-weier.lu

efor.ersa
INGÉNIEURS - CONSEILS
EFOR - ERS
7, Rue René - L-2022 LUXEMBOURG
TEL: (+352) 43 03 041 FAX: (+352) 40 52 53 E-MAIL: info@efor-ersa.lu

sc
INGÉNIEURS - CONSEILS
S-CONSULT
8, Rue des Grands-Lux - L-1214 LUXEMBOURG
TEL: (+352) 44 31 31 FAX: (+352) 44 31 31 E-MAIL: info@sc.lu

PLAN N° :
PAG-BOE-LUL-01

DATE :
18.09.2024

ÉCHÉLLE :
RM

ÉCHÉLLE :
AW

ÉCHÉLLE :
1/1000 - 1/2500

