



Etude de la ressource en vent

2011

Sommaire

1. CONTEXTE ET OBJECTIF DE L'ÉTUDE	3
1.1. LE GISEMENT EOLIEN EN FRANCE ET EN EUROPE	3
1.2. L'ÉTUDE DE LA RESSOURCE EN VENT	5
2. LE PROJET EOLIEN EN MER DE FECAMP	6
2.1. L'IMPLANTATION DES EOLIENNES	6
3. LE GABARIT MACHINE	6
4. MESURES DE VENT	7
4.1. LE MAT DE MESURE DE VENT	8
4.1. LE LIDAR, TELEDETECTION PAR LASER	9
5. CARACTERISATION DU GISEMENT EOLIEN	11
5.1. MODELISATION DU GISEMENT SUR LE SITE DU PROJET	11
<i>Méthodologie commune</i>	<i>11</i>
<i>Modélisation réalisée par Garrad Hassan</i>	<i>11</i>
<i>Modélisation réalisée par Natural Power</i>	<i>11</i>
5.2. QUALIFICATION DU GISEMENT EOLIEN	12
6. EVALUATION DE LA PRODUCTION	13
6.1. CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE L'AÉROGÉNÉRATEUR	13
6.2. CARACTERISTIQUE DES PERTES TECHNIQUES	13
6.3. PRODUCTION ANNUELLE ET FACTEUR DE CHARGE	14
7. MESURES COMPLÉMENTAIRES ENVISAGEABLES	14

Liste des figures

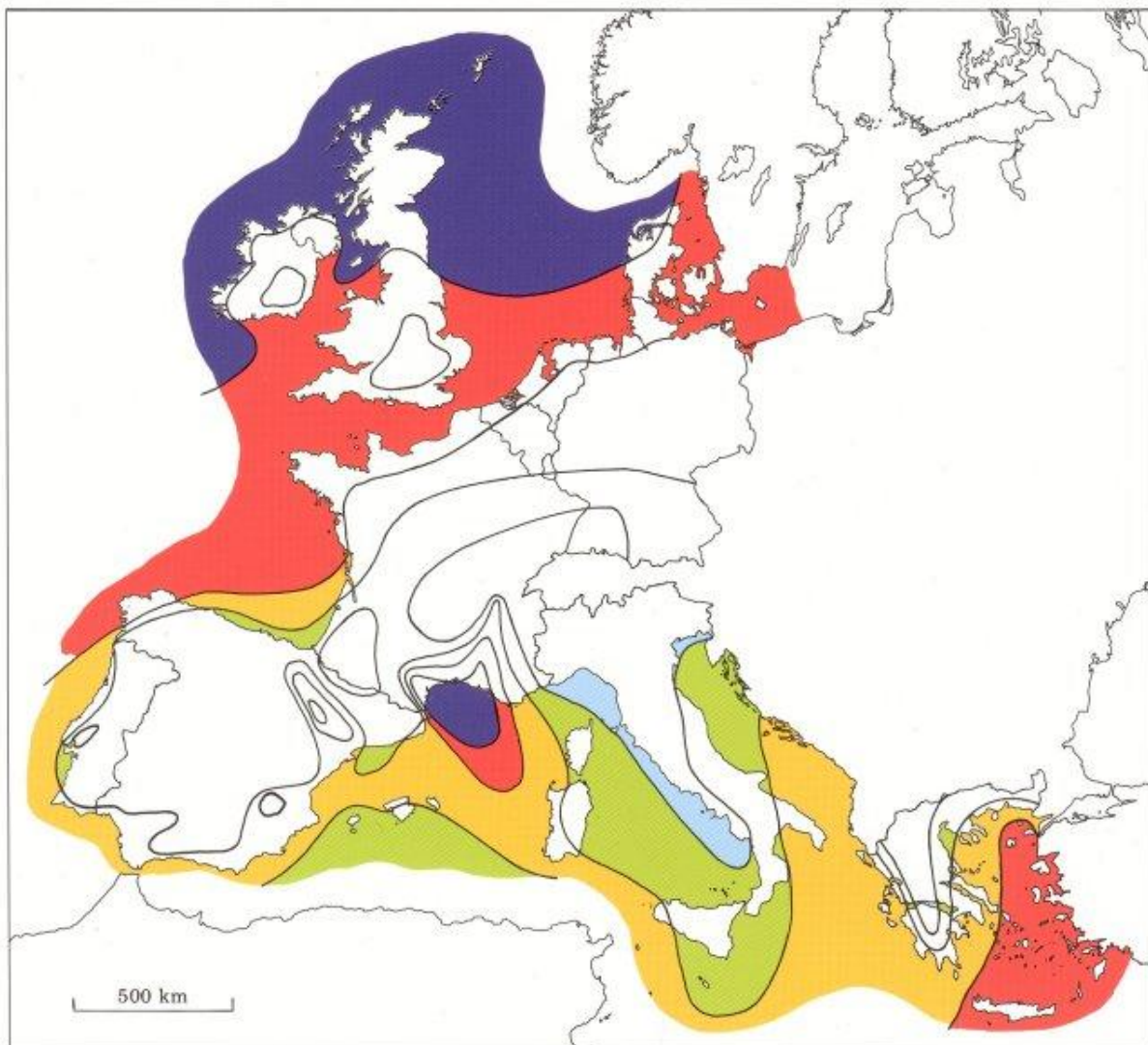
FIGURE 1 : GISEMENT EOLIEN EN MER, EN EUROPE (RISØ, 1989)	3
FIGURE 2 : VITESSE DU VENT A 80 M MODELISEE (SGURR)	4
FIGURE 3 : IMPLANTATION DES EOLIENNES DU PROJET DE FECAMP	6
FIGURE 4 : CAMPAGNES DE MESURES DE VENT REALISEES POUR LE PROJET DE FECAMP	7
FIGURE 5 : LOCALISATION DES MATS DE MESURE ET DU LIDAR DU PROJET DE FECAMP	7
FIGURE 6 : INSTRUMENTATION TYPE D'UN MAT DE MESURE DE VENT (EDF EN)	8
FIGURE 7 : PRINCIPE DE MESURE D'UN LIDAR (EDF EN)	9
FIGURE 8 : ROSE DES VENTS DU PROJET DE FECAMP A 100 M DE HAUTEUR (NATURAL POWER, 2011)	12
FIGURE 9 : RESSOURCE EN VENT A 100 M DE HAUTEUR (EDF EN)	12
FIGURE 10 : DESCRIPTION DES PERTES TECHNIQUES	13
FIGURE 11 : MATS DE MESURES DE VENT : FINO3 A GAUCHE, SUR LE PARC DE HORNS REV 1 (DONG ENERGY) A DROITE	15

1. CONTEXTE ET OBJECTIF DE L'ETUDE

1.1. LE GISEMENT EOLIEN EN FRANCE ET EN EUROPE

Au préalable du lancement d'études détaillées, différentes cartographies générales peuvent être consultées pour apprécier les secteurs les plus ventés en Europe et en France.

La carte ci-dessous présente le gisement éolien en mer, en Europe. La mer du Nord et la Méditerranée constituent les secteurs les plus potentiels, suivis de la façade Manche-Mer du Nord sur la côte Française.



Wind resources over open sea (more than 10 km offshore) for five standard heights										
	10 m		25 m		50 m		100 m		200 m	
	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}
Dark Blue	> 8.0	> 600	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 10.0	> 1100	> 11.0	> 1500
Red	7.0-8.0	350-600	7.5-8.5	450-700	8.0-9.0	600-800	8.5-10.0	650-1100	9.5-11.0	900-1500
Yellow	6.0-7.0	250-300	6.5-7.5	300-450	7.0-8.0	400-600	7.5- 8.5	450- 650	8.0- 9.5	600- 900
Green	4.5-6.0	100-250	5.0-6.5	150-300	5.5-7.0	200-400	6.0- 7.5	250- 450	6.5- 8.0	300- 600
Light Blue	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 6.0	< 250	< 6.5	< 300

Figure 1 : Gisement éolien en mer, en Europe (Risø,1989).

Au niveau national, des modélisations réalisées par SGURR ont permis d'estimer le gisement éolien en mer au large des côtes Françaises, à une hauteur de 80mètres au dessus du niveau de la mer. Le secteur d'étude du projet éolien en mer de Fécamp figure parmi les secteurs présentant le plus fort potentiel.

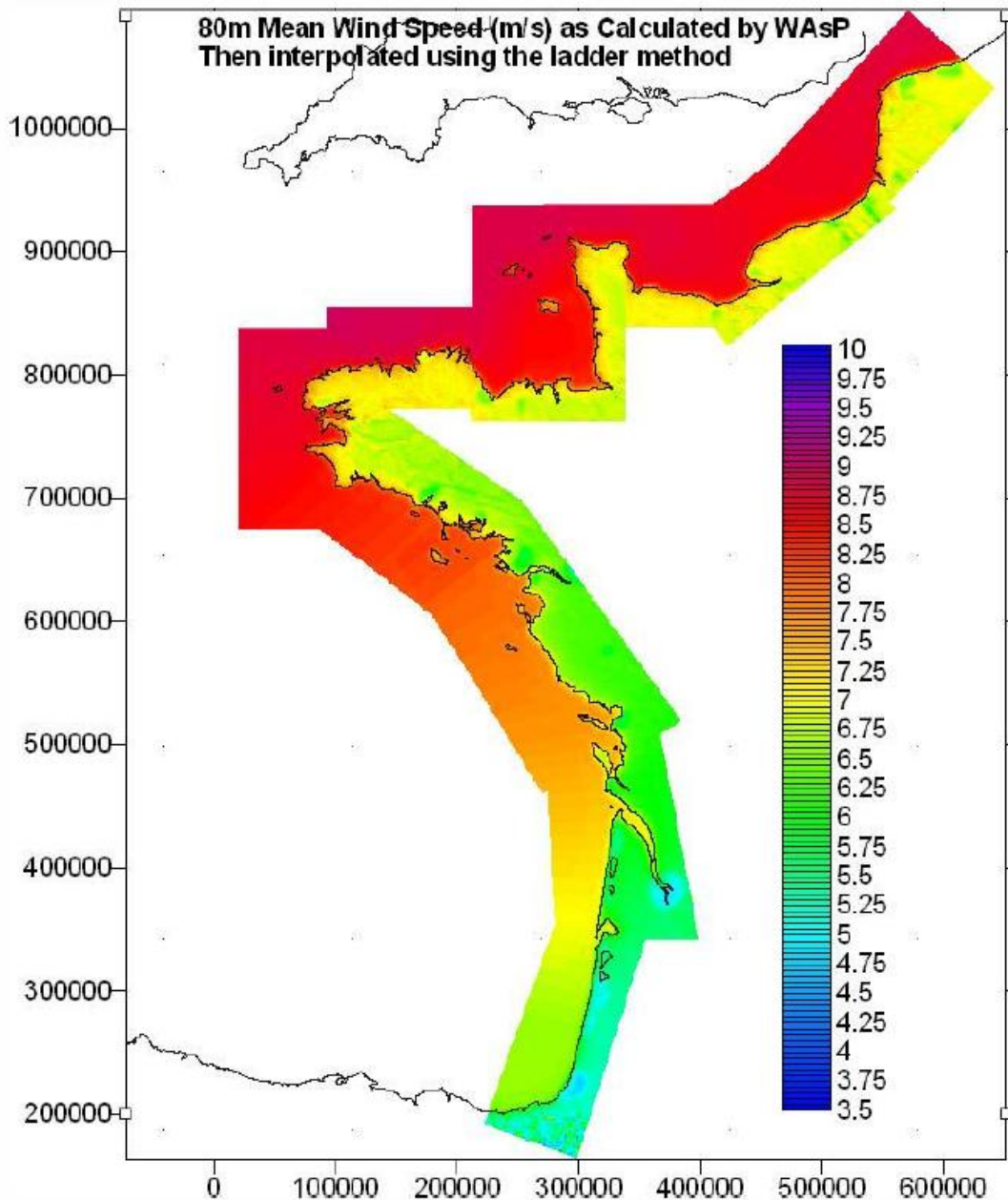


Figure 2 : Vitesse du vent à 80 m modélisée (SGURR)

1.2. L'ETUDE DE LA RESSOURCE EN VENT

L'étude détaillée ci-dessous présente l'analyse du gisement éolien ayant permis de définir la production annuelle du projet de parc éolien en mer de Fécamp, qui influe fortement sur le modèle économique du projet. La connaissance et la minimisation des incertitudes constituent la clé de l'optimisation du projet.

Les calculs sont basés sur :

- des mesures de vent in situ (une variation de 10% de l'intensité du vent peut engendrer une variation de 15 à 20% de la production du parc éolien) ;
- une modélisation permettant l'extrapolation temporelle et spatiale du gisement de vent ;
- l'utilisation des caractéristiques techniques de l'aérogénérateur ;
- la connaissance des différentes pertes : pertes dues à l'effet de sillage (déventement des éoliennes les unes par rapport aux autres), pertes électriques (pertes dans les câbles et les autres éléments), pertes dues à l'arrêt des éoliennes ou à un fonctionnement non optimal (maintenance, pannes, arrêts provoqués).

Pour compléter l'expertise des équipes d'ingénierie d'EDF Energies Nouvelles, de DONG Energy, et de wpd Offshore, deux bureaux d'études de premier rang ont été missionnés pour l'étude du productible :

- GL Garrad Hassan : leader mondial dans les prestations de services au secteur éolien. GL Garrad Hassan a développé une méthode basée sur des modèles méso-échelles, mise en œuvre sur de nombreux projets offshore financés et construits.
- Natural Power : fondé en 1990, Natural Power a travaillé sur plus de 2100 MW de projets éoliens bénéficiant de permis de construire, dont 800 MW offshore.

2. LE PROJET EOLIEN EN MER DE FECAMP

2.1. L'IMPLANTATION DES EOLIENNES

Le projet de Fécamp se compose de 83 éoliennes pour une capacité totale installée de 498 MW, situé à plus de 13 km de la côte.

La configuration de l'implantation présente deux types d'alignement : l'un suivant l'axe 255° et présentant un espacement entre les aérogénérateurs de 1069 m, l'autre suivant l'axe 13,6° et présentant un espacement entre les aérogénérateurs de 1076 m.

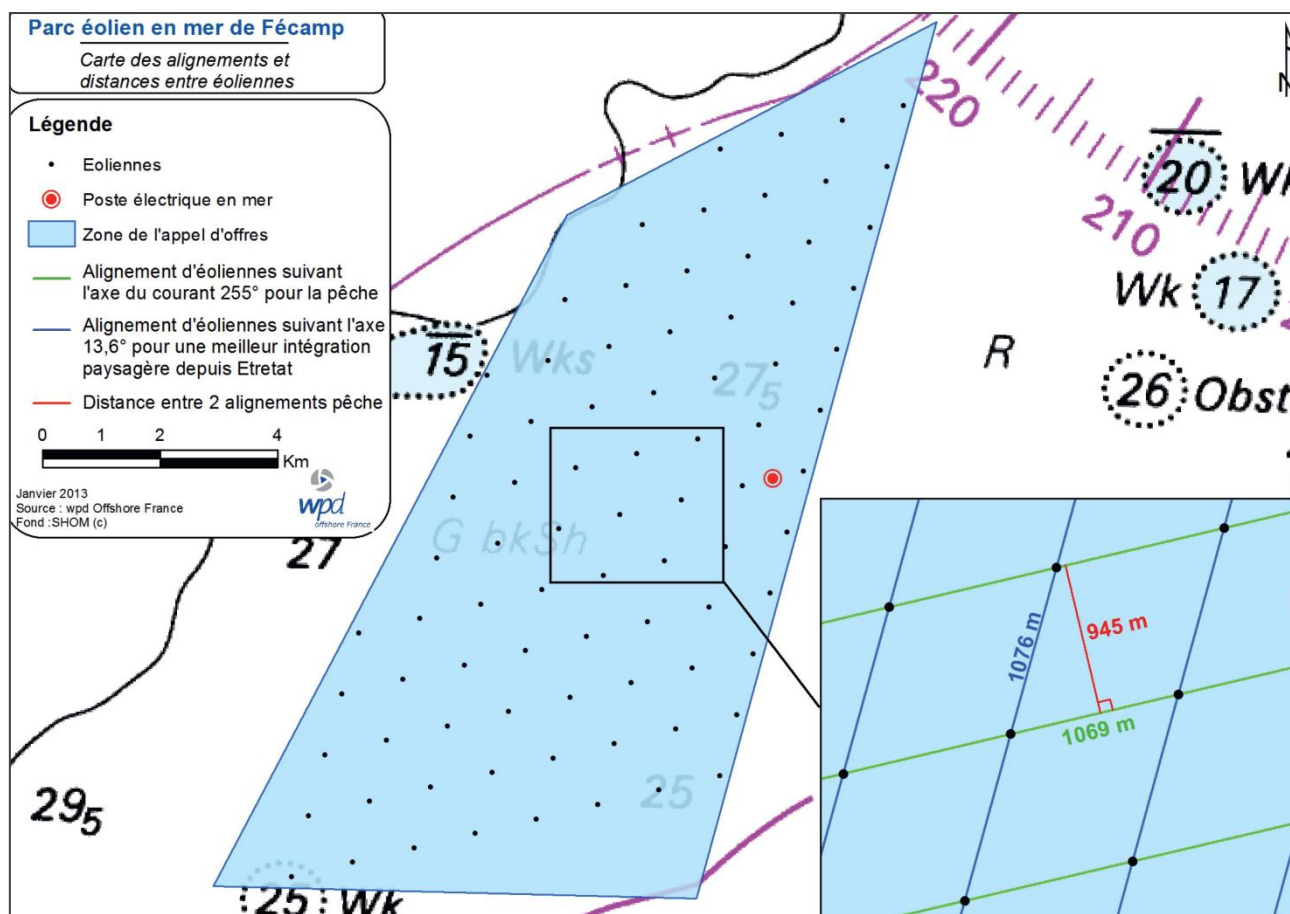


Figure 3 : Implantation des éoliennes du projet de Fécamp

3. LE GABARIT MACHINE

CARACTERISTIQUES GENERALES DE L'EOLIENNE ALSTOM HALIADE

Puissance nominale	6 MW
Hauteur du moyeu du rotor	100 mètres environ
Diamètre du rotor	150 mètres
Plage de vitesse de rotation du rotor	Entre 4 et 11,5 tours par minute

4. MESURES DE VENT

Afin d'estimer au plus près le productible et de limiter les incertitudes, six campagnes de mesures de vent à proximité du site ont été réalisées, avec l'installation de plusieurs mâts de mesures et d'un Lidar¹.

SITE DE MESURE	PERIODE	HAUTEUR MAXIMUM DE MESURE AU-DESSUS DU SOL
Mât Ste-Honorine-des-Pertes	Mai 2002 – Avril 2004	47m
Mât Fécamp 1	Février 2003 – Mai 2004	40m
Mât Fécamp 2	Mai 2003 – Juin 2004	50m
Mât Antifer 1	Novembre 2000 – Août 2004	37,5m
Mât Antifer 2	Depuis mai 2011	23m
Lidar Antifer	Depuis mai 2011	212,3m

Figure 4 : Campagnes de mesures de vent réalisées pour le projet de Fécamp

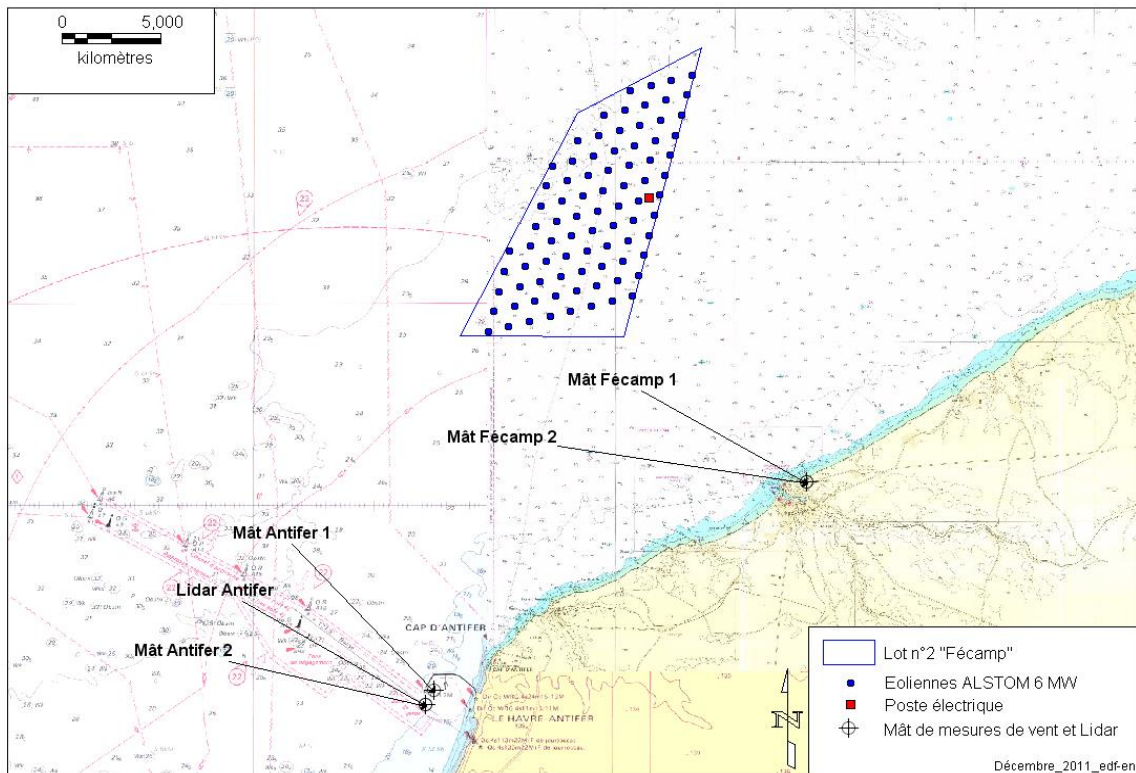


Figure 5 : Localisation des mâts de mesure et du Lidar du projet de Fécamp

¹ Light Detection and Rangin ou télédétection par laser, instrument de mesure optique basée sur la réflexion d'impulsions optiques, permettant de déterminer la vitesse et la direction du vent à différentes hauteurs

4.1. LE MAT DE MESURE DE VENT

Un mât de mesure de vent est équipé d'anémomètres et de girouettes à différentes hauteurs. Utilisé notamment pour le développement éolien terrestre, les mâts de mesure ont des hauteurs pouvant évoluer entre quelques dizaines de mètres, jusqu'à une centaine de mètres.

La figure ci-dessous illustre le principe d'instrumentation d'un mât de mesure, permettant la collecte des vitesses et des orientations du vent, nécessaires à la qualification de la ressource en vent.

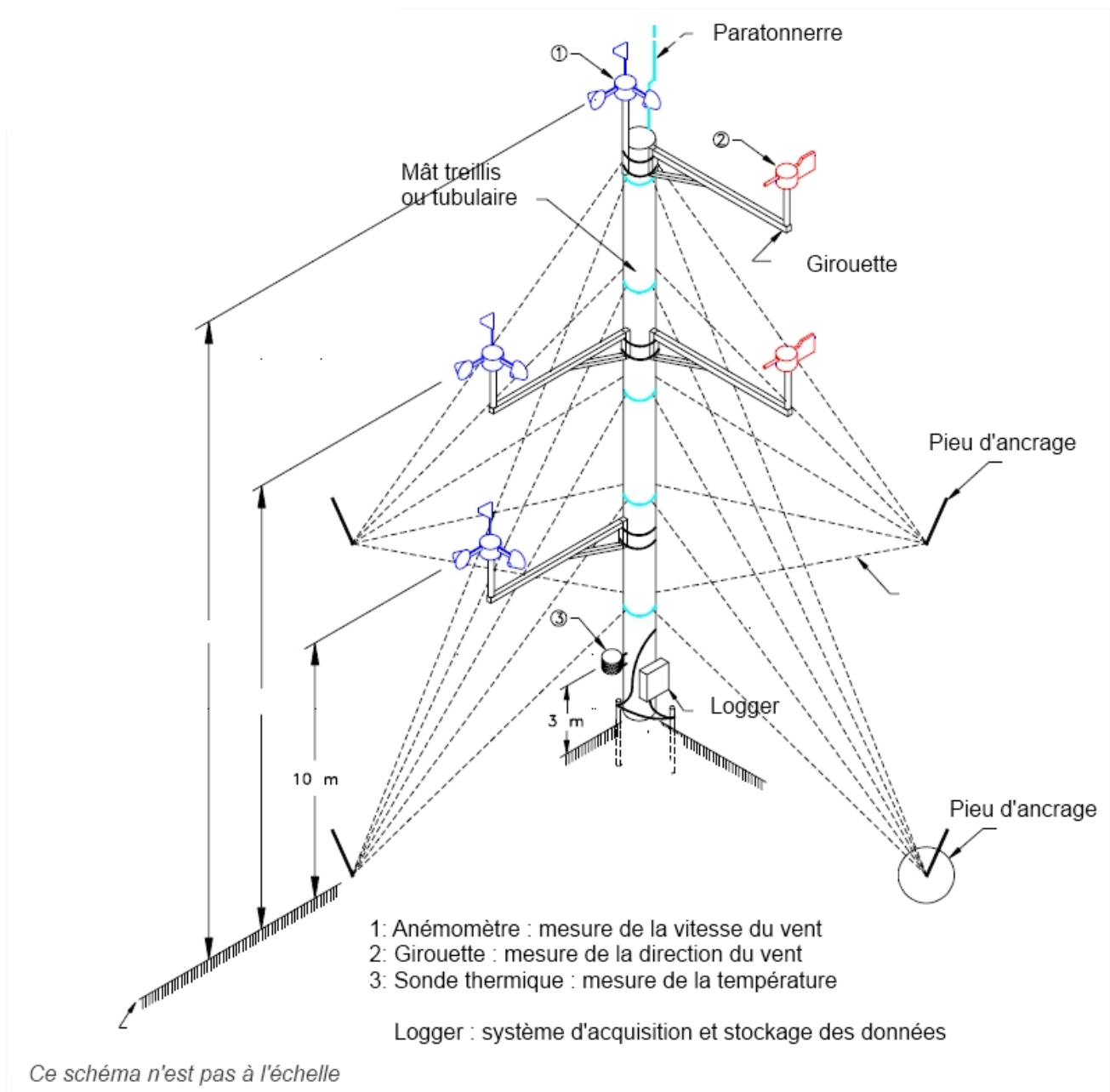


Figure 6 : Instrumentation type d'un mât de mesure de vent (EDF EN)

4.1. LE LIDAR, TELEDETECTION PAR LASER

Le Lidar (Light Detection and Rangin) est un instrument de mesure optique basée sur la réflexion d'impulsions optiques. Moins fréquent que des mâts de mesure dans le cadre de l'éolien terrestre, l'outil permet néanmoins avec un encombrement limité de mesurer les vitesses et orientations des vents jusqu'à 200 mètres de hauteur.

L'appareil projette un rayon laser qui se réfléchit sur les particules aérosols. Cela permet de mesurer les vitesses horizontales et verticales, des particules d'air à différentes altitudes. La plage de mesure s'étend généralement de 40 mètres à 200 mètres. Le Lidar envoie régulièrement les données mesurées par télétransmission.

La figure ci-dessous illustre le principe général de fonctionnement d'un Lidar, avec notamment son champ de mesure.

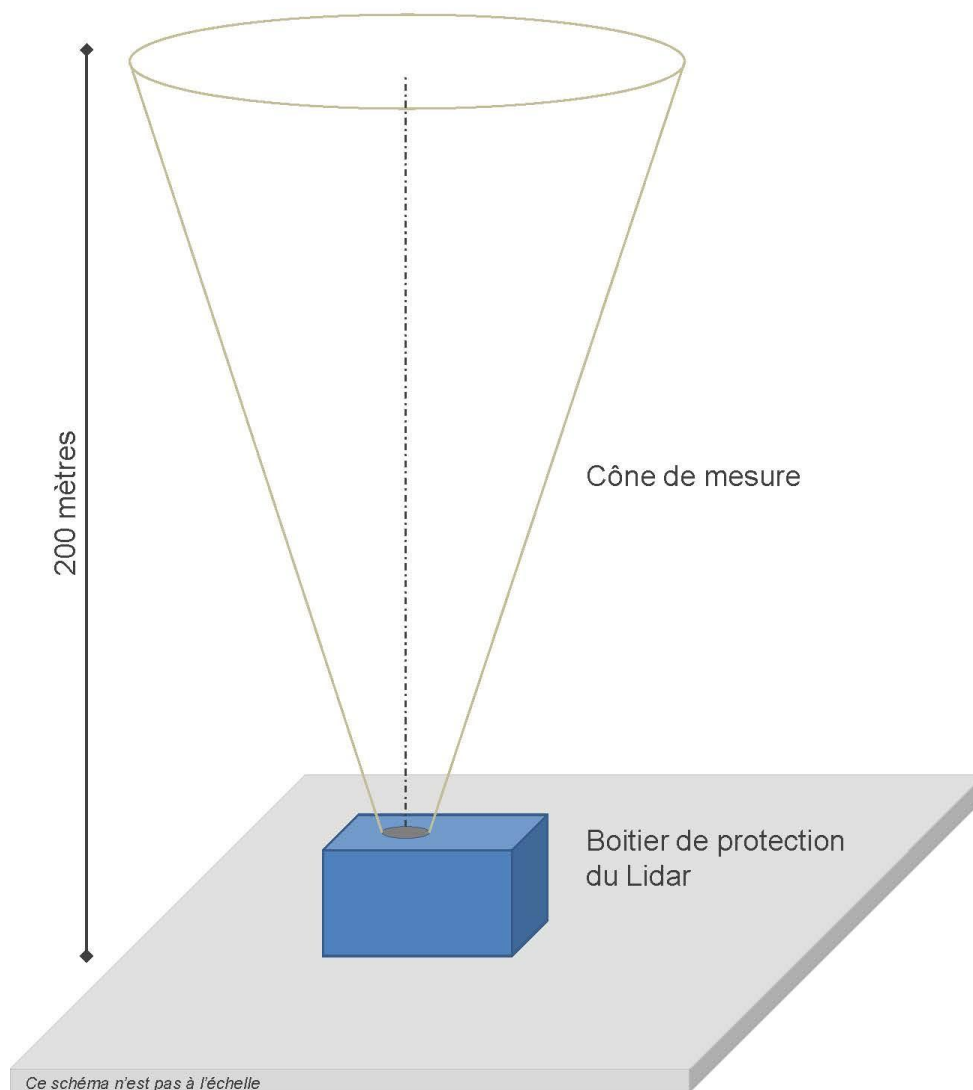


Figure 7 : Principe de mesure d'un Lidar (EDF EN)

Ci-dessous les illustrations du Lidar installé sur la digue d'Antifer pour les mesures de vent nécessaires au projet de parc éolien en mer de Fécamp.



5. CARACTERISATION DU GISEMENT EOLIEN

Afin d'estimer au plus près le productible et de limiter les incertitudes, en complément de l'expertise interne, deux modélisations du gisement sur site avec estimation du productible ont été réalisées par des bureaux d'étude de référence, GL Garrad Hassan et Natural Power.

5.1. MODELISATION DU GISEMENT SUR LE SITE DU PROJET

Méthodologie commune

L'évaluation du gisement éolien sur le site de Fécamp par GL Garrad Hassan et Natural Power, mandatés en exclusivité, suit globalement la méthodologie suivante :

- extrapolation du vent mesuré sur le long terme
- évaluation du profil vertical du vent
- extrapolation spatiale du vent

Les méthodologies des deux bureaux d'études diffèrent principalement dans l'extrapolation spatiale du vent. Les résultats obtenus nous permettent de réduire l'incertitude liée aux modèles et processus, et ainsi, d'affiner la connaissance du gisement éolien.

Modélisation réalisée par Garrad Hassan

L'extrapolation spatiale du vent se base sur le modèle MC2 (Mesoscale Compressible Community) utilisant le mode EOLE. Ce modèle permet de simuler individuellement un nombre fini d'états climatiques. Chaque simulation se base sur des données de terrain (topographie, occupation du sol, obstacles ...) sur un domaine de 500 km x 500 km et avec une résolution de 2,5 km. Pour chaque état climatique, les résultats de ces simulations sont pondérés suivant la fréquence d'occurrence relative à la base de données globales des statistiques météorologiques géostrophiques¹. Les résultats de la modélisation méso-échelle sont introduits dans un modèle plus fin (micro-échelle MS-Micro) sur un domaine 50 km x 35 km avec une résolution de 500m. La vitesse du vent mesurée et extrapolée sur le long terme est corrélée à celle prédite par le modèle micro-échelle (ajustement linéaire). Cet ajustement est alors appliqué sur l'ensemble du domaine modélisé afin d'évaluer la variation spatiale du vent.

Modélisation réalisée par Natural Power

Natural Power utilise le modèle méso-échelle WRF (*Weather Research & Forecasting model*) qui est un modèle numérique de prévision météorologique de nouvelle génération. La résolution est de 500 mètres, et les données d'entrée sont : topographie, l'occupation du sol, les données de vent². Les données de vent mesurées sur site sont calibrées à l'aide d'un modèle micro-échelle afin de tenir compte des éventuels effets locaux. Ces mesures filtrées sont comparées aux résultats du modèle méso-échelle afin de les calibrer.

¹ base de données utilisées : NCEP/NCAR ReAnalysis 2

² CFSR, 31 ans de données

5.2. QUALIFICATION DU GISEMENT EOLIEN

En mer, sur la zone du projet éolien, la vitesse moyenne du vent estimée à 100 mètres de hauteur est de 8,8 mètres par seconde (32 km/h).

Les vents dominants proviennent des secteurs Ouest et Sud-Ouest, dont la répartition énergétique est précisée ci-dessous au travers d'une rose des vents.

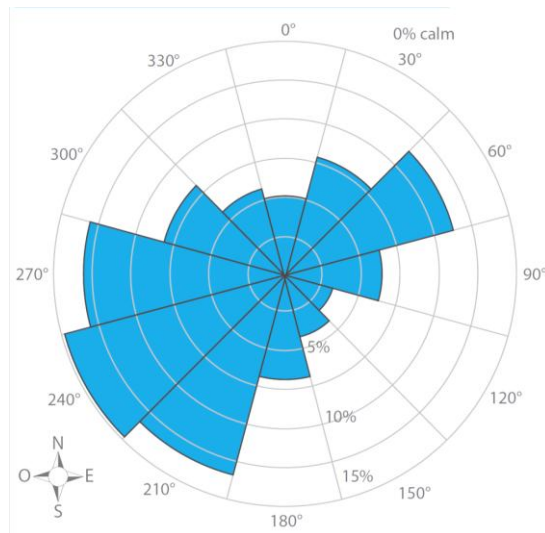


Figure 8 : rose des vents du projet de Fécamp à 100 m de hauteur (Natural Power, 2011)

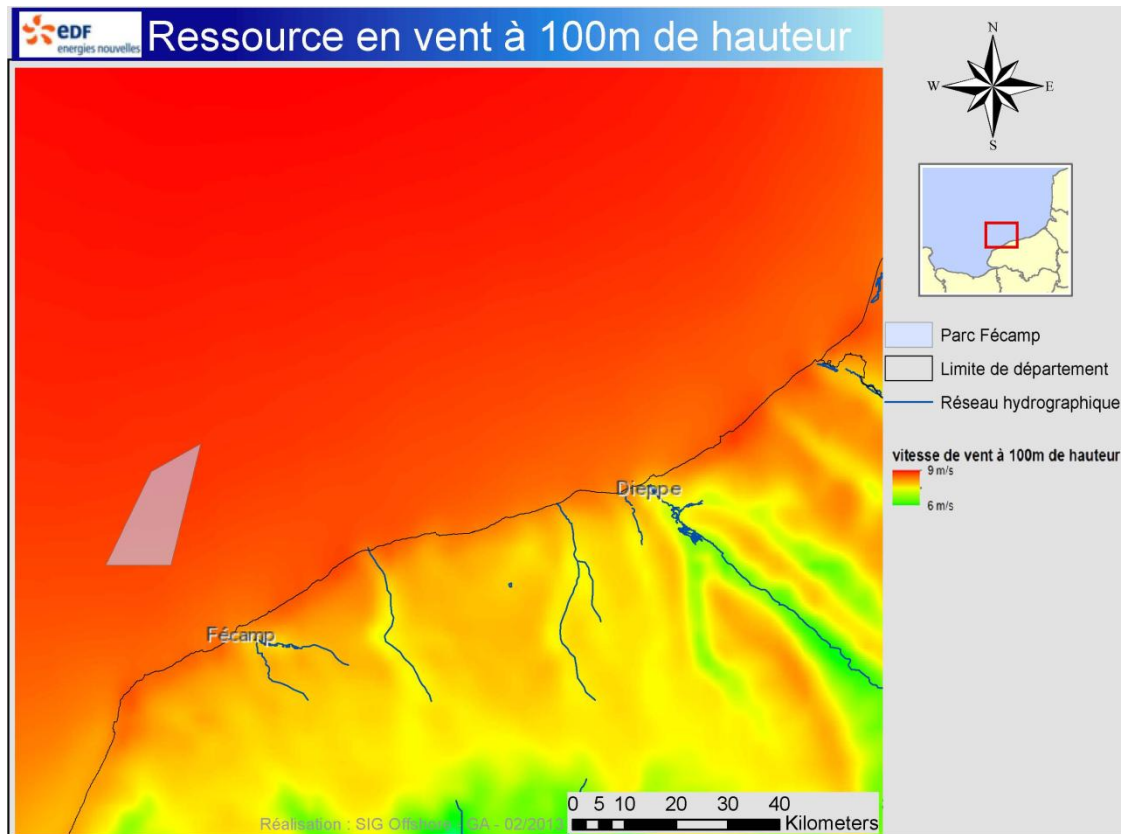


Figure 9 : ressource en vent à 100 m de hauteur (EDF EN)

6. EVALUATION DE LA PRODUCTION

6.1. CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE L'AEROGENERATEUR

La courbe de puissance de l'éolienne ALSTOM Haliade-6MW est utilisée pour transformer les données de vent en données de production.

6.2. CARACTERISTIQUE DES PERTES TECHNIQUES

Les pertes techniques sont considérées en sortie de génératrice. Après l'application de ces pertes techniques, la production est celle vendue sur le réseau électrique.

Pertes techniques	Description
Effet de sillage	A l'arrière d'une éolienne, un sillage tourbillonnaire se développe. Dans ce sillage, la vitesse moyenne du vent est diminuée car l'éolienne a capté une partie de l'énergie cinétique du vent naturel et l'intensité de turbulence est augmentée. Les pertes par effet de sillage sont donc directement liées à la distance séparant les éoliennes.
Indisponibilité des éoliennes	Pertes occasionnées par les périodes d'indisponibilité dues aux opérations de maintenance préconisées par ALSTOM et par la réparation des pannes
Indisponibilité intra-parc	Pertes résultantes des périodes d'indisponibilité des éléments en aval de l'éolienne : poste électrique, réseau électrique interne
Indisponibilité réseau de transport	Pertes résultantes de l'indisponibilité du réseau électrique auquel sera raccordé le parc
Efficacité électrique	Pertes électriques entre la génératrice et le compteur de la sous-station électrique : transformateur, autoconsommation, longueur de câbles
Auto-consommation	Pertes liées à la consommation de l'éolienne pour ses auxiliaires de fonctionnement
Hystérésis vent fort	Pertes résultantes des périodes d'arrêt dues à l'hystérésis des phases de découplage/recouplage aux hautes vitesses du vent.
Dégradation de performance	Pertes dues au vieillissement, à la salissure, et à des températures ambiantes hors de la plage de fonctionnement des éoliennes ou à des dépôts de givre sur les pales

Figure 10 : Description des pertes techniques

6.3. PRODUCTION ANNUELLE ET FACTEUR DE CHARGE

Au regard des études réalisées par GL Garrad Hassan et Natural Power et des expertises internes, l'électricité produite annuellement sera supérieure à **1 800 GWh/an**.

La durée annuelle de fonctionnement en équivalent pleine puissance est de l'ordre de 3600 heures. Cela représente **un facteur de charge¹ de plus de 40%**, contre 23% en moyenne pour une éolienne terrestre.

Les éoliennes produisent de l'électricité pour des vents compris entre 10 et 90 km/h. Compte-tenu du gisement de vent sur le site de Fécamp, les éoliennes produiront de l'électricité **90% du temps**, avec une puissance variant suivant la vitesse du vent.

L'ensemble des valeurs indiquées ci-dessus sont susceptibles d'évoluer avec l'acquisition de nouvelles mesures.

7. MESURES COMPLEMENTAIRES ENVISAGEABLES

Afin de qualifier plus précisément le gisement éolien sur le site, l'installation d'une plateforme de mesure in-situ est envisageable.

La présence d'un Lidar sur la digue d'Antifer, à une distance réduite du site de Fécamp, permet de disposer d'ores et déjà d'une bonne évaluation de la ressource en vent et donc pourrait permettre de ne pas installer de mat de mesure.

L'état de l'art actuel consiste à installer un mât de mesure anémométrique. L'utilisation d'un Lidar (Light Detection and Ranging)² flottant est une possibilité intéressante, mais qui n'est pas encore reconnue pour le financement et la réalisation de projets éoliens en mer.

Ces nouvelles mesures permettront d'affiner davantage la connaissance du gisement de vent et de préciser les paramètres de dimensionnement des fondations. Le mât de mesure sera conservé pendant toute l'exploitation de la centrale éolienne de manière à assurer le contrôle du bon fonctionnement des éoliennes.

La structure de 10 tonnes, fichée sur un monopieu de 2 m de diamètre, s'élève à 100 m au-dessus du niveau moyen de la mer, permettant ainsi une mesure du vent à la hauteur du moyeu des éoliennes.

1 Facteur de charge : Rapport de la puissance produite sur la puissance installée sur une période donnée. Selon le Bilan prévisionnel RTE 2012, le facteur de charge annuel moyen des parcs éoliens terrestres, sur les cinq dernières années, est proche de 23%, soit l'équivalent en énergie d'environ 2000 heures de fonctionnement à pleine puissance.

2 Light Detection and Ranging ou télédétection par laser, instrument de mesure optique basée sur la réflexion d'impulsions optiques, permettant de déterminer la vitesse et la direction du vent à différentes hauteurs



Figure 11 : Mâts de mesures de vent : FINO3 à gauche, sur le parc de Horns rev 1 (DONG Energy) à droite