IMPIANTO EOLICO GENOVA "DIGA FORANEA"

VALUTAZIONE DELLA RISORSA EOLICA

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	APPROVED
00	18/06/13	Original	V.Donate	G.Iniesta	G.Iniesta

PROJECT/PLANT	CODE																	
	TYPE	ISSUER		COUNTRY		TEC.	PLANT					SYSTEM		PROGRESSIVE			REV.	
	V	1	1	I	T	W	3	8	3	4	4	3	8	0	0	1	0	0

CLASSIFICATION ☒ PUBLIC ☐ COMPANY ☐ CONFIDENTIAL ☐ RESTRICTED

ARCHIVE ID

This document is property of Enel Green Power SpA. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Green Power SpA.

SOMMARIO

1. INTRODUZIONE
2. CAMPAGNA DI MISURA
   2.1. Analisi dei dati di vento
   2.2. Densità dell'aria
3. VALUTAZIONE DELL'ENERGIA PRODOTTA
   3.1. Regime del vento a lungo termine
   3.2. Analisi del profilo del vento
   3.3. Curva di potenza
   3.4. Layout dell'impianto eolico
   3.5. Variazione della velocità del vento nel sito
   3.6. Produzione e incertezza
4. CONCLUSIONI
5. ALLEGATO I: PRODUZIONE DI ENERGIA PER CIASCUNA TURBINA
6. ALLEGATO II: CURVA DI POTENZA
7. ALLEGATO III: STATISTICHE BASE DELLA TORRE ANEMOMETRICA

1. INTRODUZIONE

Lo scopo di questo rapporto è presentare la valutazione della risorsa eolica dell'impianto di Genova "Diga Foranea". Questo progetto può essere considerate come "Mini-Wind", perché è previsto un modello di turbina di soli 200 kW.

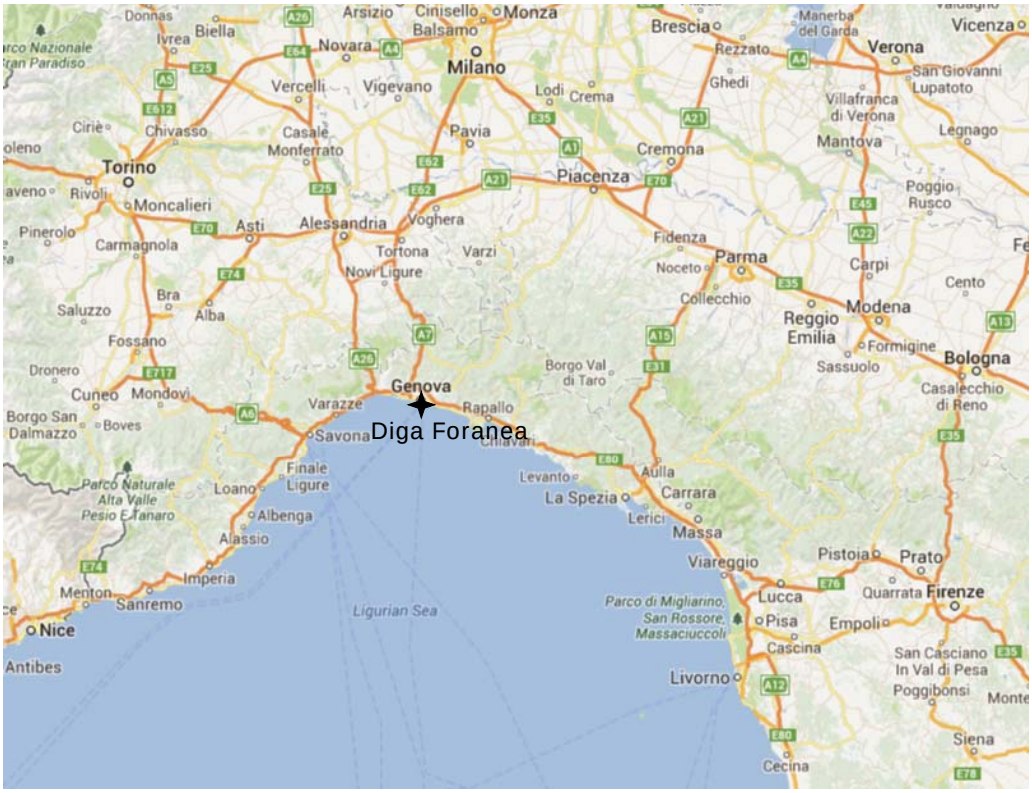
Questo progetto si trova in Liguria nel Nord-Ovest dell'Italia. Le caratteristiche del progetto e il modello di turbina eolica considerati sono mostrati nella seguente tabella:

Impianto Eolico	**Genova Diga Foranea**	
Modello turbina	Vergnet GEV MP 32/200	
Potenza Nominale (kW)	200	
Diametro Rotore (m)	32	
Altezza mozzo (m)	28	23
Numero di Unità	31	8
Potenza Installata (MW)	7.8	

Il sito si trova nel Comune di Genova. Il progetto è situato sulle dighe del Porto di Genova e così può essere considerato come "Off-Shore".

E' da mettere in rilievo la stretta vicinanza del progetto al Porto e all'Aeroporto di Genova, così come a una centrale termoelettrica, di proprietà Enel.

La seguente figura mostra la posizione del progetto:



2. CAMPAGNA DI MISURA

Ai confini dell'impianto eolico esiste una torre anemometrica di misura. Questa torre è rappresentativa dell'intero sito. La torre è stata installata su un edificio della centrale termoelettrica di Enel.

Le principali caratteristiche della torre anemometrica sono riportate nella seguente tabella:

ID	Livelli di misurazione (m)	Periodo di misurazione		Coordinate (Gauss-Boaga Zona I)		Altitudine (m)
1410 (Génova Centrale)	60	16/04/08	12/05/13	1492368	4916659	1

2.1. Analisi dei dati di vento

Un controllo di qualità dei dati è stato eseguito da EGP. Dai dati usati sono stati esclusi gli errori e le anomalie degli strumenti. Generalmente la disponibilità dei dati è molto buona.

La velocità media del vento al livello più alto della torre è di 4,5 m/s.

La direzione prevalente del vento misurata è data dai settori NNE e S-SE, essendo il NNE il più energetico. C'è una grande stagionalità del vento, essendo la stagione autunno-inverno la più energetica (>80%), con vento prevalente di NNE.

Va notato che i dati di vento potrebbero essere influenzati dalle strutture della centrale termoelettrica (altri edifici, camini, altre torri meteo della centrale).

Informazioni più dettagliate sui dati e sulle statistiche di base possono essere trovate nell'Allegato III.

2.2. Densità dell'aria

L'energia dell'aria che attraversa il rotore di una turbina eolica è proporzionale al cubo della velocità del vento e alla densità dell'aria. Quindi, la densità dell'aria è una variabile importante da tenere in conto quando si valuta la produzione di una turbina in un sito.

La densità calcolata per questo sito è 1.225 Kg/m^3. Il sito si trova al livello del mare, a una temperatura media di circa 15 ºC.

La Curva di Potenza usata per il modello di turbine è stata scelta in conformità a questi valori.

3. VALUTAZIONE DELL'ENERGIA PRODOTTA

3.1. Regime del vento a lungo termine

Allo scopo di stabilire una stima della risorsa eolica a lungo termine è necessario l'uso di una torre anemometrica di riferimento con un periodo di misure di diversi anni (è raccomandato un periodo minimo di 10 anni), in modo che i dati di vento, ottenuti durante la campagna di misurazione nel sito, possano essere confrontati con quelli di un anno medio di lungo termine.

Per questo genere di studio, la torre anemometrica di "Genova Centrale" ha un periodo di misurazione di 5 anni, così essa può essere usata come "dati di lungo termine".

La velocità media del vento a lungo termine è indicata nella tabella seguente:

ID	Velocità media a lungo termine (m/s)
1410 (Genova Centrale) (60m)	4.50

3.2. Analisi del profilo del vento

In questo progetto, a causa della bassa altezza mozzo, è necessario interpolare le serie di dati fino alle altezze del mozzo proposte di 23 m e 28 m. A causa della variazione significativa nel profilo di vento misurato in base alla direzione, queste estrapolazioni sono state ottenute su base direzionale dal software WindoGrapher. Il coefficiente della legge del profilo verticale del vento è $\alpha = 0.14$.

E' stata ottenuta la seguente velocità media di lungo termine per le altezze proposte del mozzo nella posizione della torre anemometrica:

ID	Velocità media a lungo termine (m/s)	
	28 m	**23 m**
1410 (Genova Centrale)	4.04	3.93

3.3. Curva di potenza

La curva di Potenza usata in questa analisi è stata adattata alla densità del sito, 1,225 kg/m^3. Questa curva è stata fornita da Vergnet nel documento

- "GEV MP 32/200L".

  Essa può essere trovata nell'allegato II

3.4. Layout dell'impianto eolico

Il layout è composto di 39 turbine (WTG). Sono disposte per 4 file poste su tre differenti dighe.

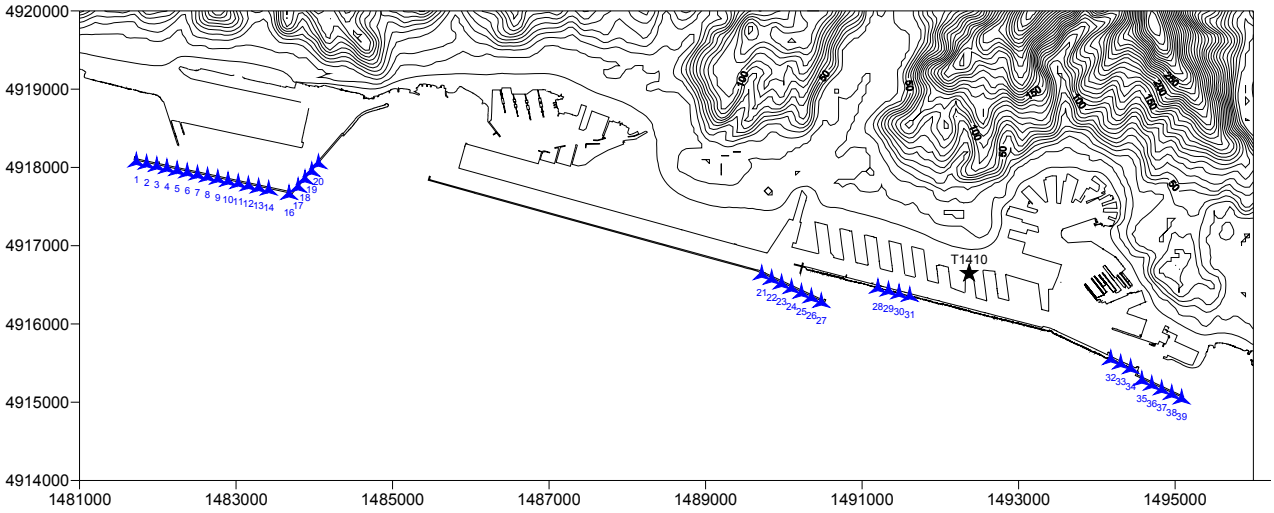
A causa delle restrizioni aeroportuali, sono previste due altezze differenti del mozzo (28 m and 23 m).

La seguente tabella mostra le coordinate delle turbine eoliche e le distanze tra esse:

Turbina Eolica	Gauss-Boaga Zona I		Altitudine	Distanza tra le turbine		
	X (m)	Y (m)	Z (m)			
1	1481726	4918100	2		(m)	∅ (32 m)
2	1481856	4918072	2	WTG1-WTG2	133	4.2
3	1481986	4918044	2	WTG2-WTG3	133	4.2
4	1482116	4918017	2	WTG3-WTG4	133	4.2
5	1482246	4917989	2	WTG4-WTG5	133	4.2
6	1482376	4917962	2	WTG5-WTG6	133	4.2
7	1482506	4917934	2	WTG6-WTG7	133	4.2
8	1482636	4917907	2	WTG7-WTG8	133	4.2
9	1482767	4917879	2	WTG8-WTG9	133	4.2
10	1482897	4917851	2	WTG9-WTG10	133	4.2
11	1483027	4917824	2	WTG10-WTG11	133	4.2
12	1483157	4917795	2	WTG11-WTG12	133	4.2
13	1483287	4917768	2	WTG12-WTG13	133	4.2
14	1483417	4917740	2	WTG13-WTG14	133	4.2
15	1483547	4917712	2	WTG14-WTG15	133	4.2
16	1483677	4917685	2	WTG15-WTG16	133	4.2
17	1483793	4917776	2	WTG16-WTG17	148	4.6
18	1483880	4917877	2	WTG17-WTG18	133	4.2
19	1483966	4917978	2	WTG18-WTG19	133	4.2
20	1484053	4918078	2	WTG19-WTG20	133	4.2
21	1489718	4916659	2	WTG20-WTG21	5840	-
22	1489845	4916600	2	WTG21-WTG22	140	4.4
23	1489971	4916541	2	WTG22-WTG23	140	4.4
24	1490098	4916482	2	WTG23-WTG24	140	4.4
25	1490225	4916422	2	WTG24-WTG25	140	4.4
26	1490352	4916363	2	WTG25-WTG26	140	4.4
27	1490479	4916304	2	WTG26-WTG27	140	4.4
28	1491202	4916486	2	WTG27-WTG28	746	-
29	1491338	4916451	2	WTG28-WTG29	140	4.4
30	1491473	4916416	2	WTG29-WTG30	140	4.4
31	1491609	4916382	2	WTG30-WTG31	140	4.4
32	1494179	4915576	2	WTG31-WTG32	2694	-
33	1494306	4915517	2	WTG32-WTG33	140	4.4
34	1494433	4915459	2	WTG33-WTG34	140	4.4

35	**1494576**	**4915306**	2	WTG34-WTG35	209	6.5
36	**1494703**	**4915247**	2	WTG35-WTG36	140	4.4
37	**1494830**	**4915188**	2	WTG36-WTG37	140	4.4
38	**1494957**	**4915129**	2	WTG37-WTG38	140	4.4
39	**1495084**	**4915071**	2	WTG38-WTG39	140	4.4

Il layout è illustrato nella seguente figura insieme alla posizione della torre anemometrica.



3.5. Variazione della velocità del vento nel sito

La variazione della velocità del vento nell'impianto è stata ottenuta usando i modelli di calcolo di flusso computazionale WAsP and WindFarmer.

Il risultato per l'impianto è stato ottenuto usando i dati della torre anemometrica:

- T1410

3.6. Produzione e incertezza

La produzione di energia nell'impianto è stata ottenuta usando i modelli di calcolo di flusso computazionale WAsP and WindFarmer. La produzione libera (senza perdite) e la produzione lorda (considerando le scie) sono state ottenute per la posizione di ciascuna turbina.

Questi risultati di velocità e produzione devono essere validati e corretti in accordo ai valori reali ottenuti con la torre anemometrica. Questa validazione comprende già le correzioni per lo sbilancio tra la distribuzione statistica di Weibull e la distribuzione statistica reale.

Al fine di ottenere la produzione netta, è necessario valutare le fonti potenziali di perdita di energia che devono essere considerate in questo progetto. Alcuni fattori di perdita sono calcolati ed altri sono basati su ipotesi.

La produzione di energia ottenuta dell'impianto, le perdite e le incertezze considerate nell'analisi sono riassunte nella seguente tabella:

WRA SUMMARY INFORMATION	
Name	DIGA FORANEA
Project Power (MW)	7.8
WTG	Vergnet GEV 32
IEC Class	IIIa
Hub Height (m)	28
Rotor Diameter (m)	32.0
Units	39
Energy Calculations	
Free AEP (Model output)	12.8
WAsP and/or LT adjustment	100.0%
Energy Results	
Free AEP (GWh/year)	12.8
Farm Efficiency	98.5%
External Wake	100.0%
Gross AEP (GWh/year)	12.6
Power Curtailment	100.0%
Losses	88.6%
Availability	94.6%
Electrical efficiency	96.5%
Turbine Performance	99.0%
Environmental	98.0%
Net AEP P50 (GWh/year)	**11.2**
Net AEP P50 (FLH)	**1431**
Net AEP P50 (CF)	**16.3%**
Uncertainty (%)	**17.3%**
Financial Energy Estimation (for IC consideration)	
Percentile W-CoE	75.0%
Net AEP P75 (GWh/year)	9.9
Net AEP P75 (FLH)	1 264
Net AEP P75 (CF)	14.4%

Si è ottenuta così una produzione media (AEP) netta di energia di 11,2 GWh/anno, ossia di 1431 h/eq, con un fattore di capacità del 16,3% e un'incertezza del 17,3%.

La produzione di energia di ciascuna turbina può essere trovata nell'allegato I.

4. CONCLUSIONI

I dati di vento sono stati raccolti da una sola torre anemometrica per la centrale eolica di Genova “Diga Foranea”. Questa torre anemometrica è rappresentativa dell’intero sito.

Per il corrente studio, la torre anemometrica denominata “Genova Centrale” ricopre un periodo di misurazione di 5 anni, cosi che essa può essere usata per i dati a lungo termine. La velocità ottenuta del vento a lungo termine è 4,5 m/s a 60 m di altezza.

Le direzioni prevalenti del vento misurate dalla torre anemometrica corrispondono ai settori di NNE e S-SE, essendo il settore di NNE il più energetico (principalmente nella stagione autunno-inverno).

Il layout è composto di 39 turbine. Esse sono disposte in 4 file poste su 3 differenti dighe. A causa dei vincoli aeroportuali, sono state scelte due differenti altezze del mozzo (28 m and 23 m).

Le serie di dati della torre anemometrica sono state interpolate fino alle altezze proposte del mozzo di 28 m e 23 m, su base direzionale (per settori), usando il software WindoGrapher.

E’ da segnalare la stretta vicinanza del progetto al porto e all’aeroporto di Genova, così come a una centrale termoelettrica, di proprietà dell’Enel.

Si è ottenuta una produzione media (AEP) netta di energia di 11,2 GWh/anno, ossia di 1431 h/eq, con un fattore di capacità del 16,3% e un’incertezza del 17,3%.

Le informazioni del progetto sono riassunte nella seguente tabella:

WRA SUMMARY INFORMATION	
Project Power (MW)	7.80
WTG	Vergnet GEV 32
IEC Class	IIIa
Hub Height (m)	28.0
Rotor Diameter (m)	32.0
Units	39
Energy Calculations	
Free AEP (GWh/year)	12.8
Farm Efficiency	98.5%
Wexternal Wake	100.0%
Gross AEP (GWh/year)	12.6
Power Curtailment	100.0%
Losses	88.6%
Net AEP P50 (GWh/year)	11.2
Net AEP P50 (FLH)	1 431
Net AEP P50 (CF)	16.3%
Uncertainty (%)	17.3%
Financial Energy Estimation (for IC consideration)	
Percentile W-CoE	75.0%
Net AEP P75 (GWh/year)	**9.9**
Net AEP P75 (FLH)	**1 264**
Net AEP P75 (CF)	**14.4%**

5. ALLEGATO I: PRODUZIONE DI ENERGIA PER CIASCUNA TURBINA

Vergnet MP32-200 kW a 28 m e 23 m di altezza del mozzo

WTG	UTM X (m)	UTM Y (m)	Altitude (m)	Modelled Wind Speed (m/s)	Corrected Wind Speed (m/s)	Free AEP (MWh/year)	Corrected Free AEP (MWh/year)	Wake effect	Gross AEP (MWh/year)	Gross AEP (eq.h/year)
1	1481726	4918100	2	4.48	4.48	343	343	0.995	341	1706
2	1481856	4918072	2	4.45	4.45	339	339	0.994	337	1684
3	1481986	4918044	2	4.42	4.42	334	334	0.994	332	1660
4	1482116	4918017	2	4.41	4.41	332	332	0.994	330	1649
5	1482246	4917989	2	4.39	4.39	327	327	0.994	325	1625
6	1482376	4917962	2	4.39	4.39	328	328	0.994	326	1629
7	1482506	4917934	2	4.40	4.40	329	329	0.994	327	1634
8	1482636	4917907	2	4.38	4.38	325	325	0.994	323	1615
9	1482767	4917879	2	4.39	4.39	328	328	0.993	326	1629
10	1482897	4917851	2	4.41	4.41	330	330	0.993	328	1639
11	1483027	4917824	2	4.43	4.43	334	334	0.992	331	1657
12	1483157	4917795	2	4.44	4.44	336	336	0.992	333	1667
13	1483287	4917768	2	4.45	4.45	338	338	0.991	335	1674
14	1483417	4917740	2	4.53	4.53	351	351	0.989	347	1735
15	1483547	4917712	2	4.63	4.58	365	358	0.980	351	1753
16	1483677	4917685	2	4.68	4.63	373	366	0.966	353	1766
17*	1483793	4917776	2	4.66	4.61	372	365	0.929	339	1694
18*	1483880	4917877	2	4.65	4.60	371	364	0.929	338	1690
19*	1483966	4917978	2	4.62	4.57	366	359	0.920	330	1650
20*	1484053	4918078	2	4.51	4.51	350	350	0.994	348	1740
21	1489718	4916659	2	4.36	4.36	320	320	0.990	317	1584
22	1489845	4916600	2	4.37	4.37	324	324	0.989	320	1602
23	1489971	4916541	2	4.40	4.40	329	329	0.990	326	1628
24	1490098	4916482	2	4.41	4.41	330	330	0.989	326	1632
25	1490225	4916422	2	4.43	4.43	333	333	0.990	330	1648
26	1490352	4916363	2	4.45	4.45	336	336	0.988	332	1660
27	1490479	4916304	2	4.46	4.46	337	337	0.997	336	1680
28*	1491202	4916486	2	4.25	4.25	302	302	0.994	300	1500
29*	1491338	4916451	2	4.25	4.25	304	304	0.993	302	1510
30*	1491473	4916416	2	4.26	4.26	303	303	0.992	301	1503
31*	1491609	4916382	2	4.24	4.24	301	301	0.999	301	1503
32	1494179	4915576	2	4.33	4.33	314	314	0.991	311	1556
33	1494306	4915517	2	4.26	4.26	303	303	0.985	298	1492
34	1494433	4915459	2	4.22	4.22	294	294	0.979	288	1439
35	1494576	4915306	2	4.29	4.29	306	306	0.989	303	1513
36	1494703	4915247	2	4.28	4.28	304	304	0.988	300	1502
37	1494830	4915188	2	4.26	4.26	301	301	0.989	298	1488
38	1494957	4915129	2	4.28	4.28	305	305	0.988	301	1506
39	1495084	4915071	2	4.31	4.31	311	311	0.999	311	1553
			2	**4.41**	**4.40**	**12828**	**12791**	**0.985**	**12599**	**1615**

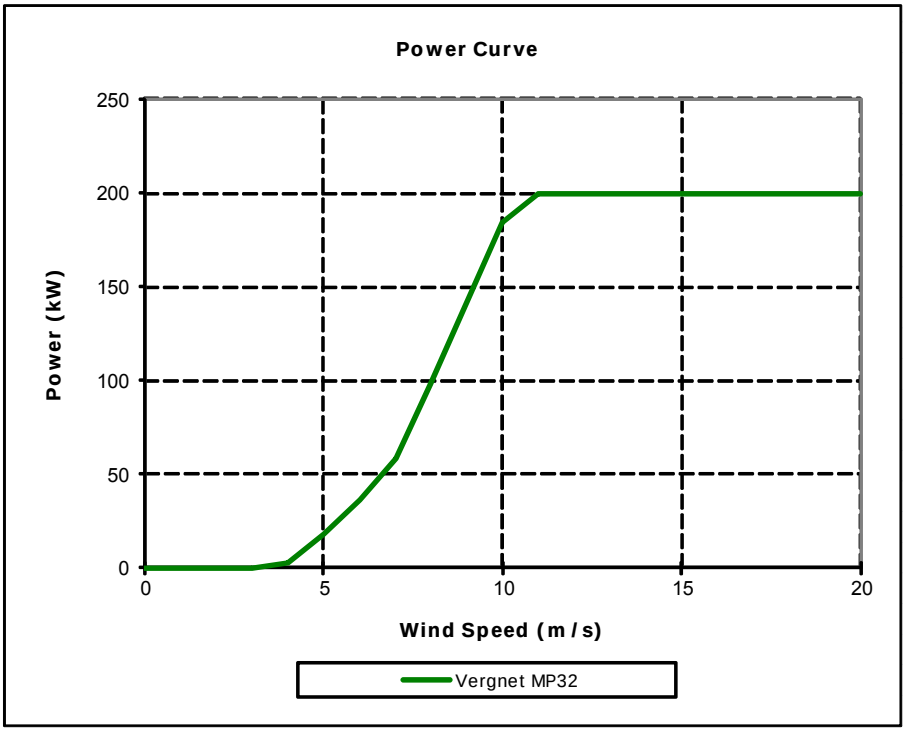
*: hub height 23m

*Altezza del mozzo 23 m

6. ALLEGATO II: CURVA DI POTENZA

	Vergnet MP32	
Speed	Power (KW)	Ct
0	0.0	0.000
1	0.0	0.000
2	0.0	0.000
3	0.0	0.000
4	3.0	0.934
5	18.0	0.855
6	36.0	0.776
7	58.0	0.697
8	98.0	0.860
9	141.0	0.801
10	184.0	0.742
11	200.0	0.597
12	200.0	0.451
13	200.0	0.371
14	200.0	0.290
15	200.0	0.210
16	200.0	0.180
17	200.0	0.150
18	200.0	0.121
19	200.0	0.106
20	200.0	0.092

density: 1.225 kg/m3



7. ALLEGATO III: STATISTICHE BASE DELLA TORRE ANEMOMETRICA

T1410-Genova Centrale

Variable	C1-Maximum #40 Spd 60m Avg
Measurement height (m)	60
Mean wind speed (m/s)	4.5
MoMM wind speed (m/s)	4.516
Median wind speed (m/s)	3.51
Min wind speed (m/s)	0.322
Max wind speed (m/s)	21.199
Weibull k	1.387
Weibull c (m/s)	4.941
Mean power density (W/m²)	168
MoMM power density (W/m²)	169
Mean energy content (kWh/m²/yr)	1,469
MoMM energy content (kWh/m²/yr)	1,480
Energy pattern factor	2.996
Frequency of calms (%)	0
Possible records	266,831
Valid records	266,260
Missing records	571
Data recovery rate (%)	99.79

Velocità del Vento e Direzioni della torre anemometrica

Wind Speed and Direction

