

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA
PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO
NEL MARE ADRIATICO MERIDIONALE - BARIUM BAY
74 WTG – 1.110 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

Progettazione e SIA



Indagini ambientali e studi specialistici



Studio misure di mitigazione e compensazione



supervisione scientifica



3. STRUTTURE DI FONDAZIONE AEROGENERATORI

R.3 Relazione generale

REV.	DATA	DESCRIZIONE



SCELTA DELLA CONFIGURAZIONE E DIMENSIONAMENTO
PRELIMINARE DI UNA SOTTOSTRUTTURA GALLEGGIANTE PER
TURBINE EOLICHE OFFSHORE PER IL PARCO EOLICO OFFSHORE
"BARIUM BAY"

DOCUMENTO 1 DI 1

Documento: KE3637_Deliverable_1of1_vA.docx

Edizione: 1°

Revisione: A

Questo documento e il suo contenuto sono stati preparati e sono intesi esclusivamente come informazioni per il cliente. L'Università di Strathclyde non si assume alcuna responsabilità nei confronti di qualsiasi altra parte in relazione o derivante da o in connessione con questo documento e/o il suo contenuto.

Approvazione Revisione Documento



PAROLE CHIAVE: FOWT, progettazione di base, progettazione preliminare

CIRCOLAZIONE: Hope Group s.r.l., Università di Strathclyde

Copia Controllata X Sì No

TITOLO:

SCELTA DELLA CONFIGURAZIONE E DIMENSIONAMENTO
PRELIMINARE DI UNA SOTTOSTRUTTURA GALLEGGIANTE PER
TURBINE EOLICHE OFFSHORE PER IL PARCO EOLICO
OFFSHORE "BARIUM BAY"

DOCUMENTO 1 DI 1

A	23/06/2023	M Collu C A Rodriguez-Castillo S Suryasentana	M Collu C A Rodriguez-Castillo	M Collu	Bozza per la revisione del cliente
Rev	Data	Autore/i	Revisore	Responsabile dell'approvazione	Stato

Revisioni dei documenti emessi

Indice

1	Sintesi.....	5
2	Descrizione del lavoro	7
3	Base di progettazione	8
3.1	Turbina eolica: IEA Wind 15MW Offshore Reference Wind Turbine	8
3.1.1	Panoramica e caratteristiche principali	8
3.1.2	Proprietà principali della torre	10
3.1.3	Proprietà principali del rotore e della navicella	11
3.1.4	Pala	13
3.1.5	Navicella.....	15
3.1.6	Sistema di controllo.....	16
3.2	Condizioni ambientali	18
3.2.1	Batimetria	18
3.2.2	Condizioni geotecniche.....	20
3.2.3	Condizioni meteo oceaniche.....	21
4	Indagine delle sottostrutture flottanti per FOWT	26
4.1	Configurazione, classificazione e caratteristiche principali	27
5	Selezione della configurazione	31
5.1	Principali criteri di selezione:	31
5.2	Analisi delle configurazioni esistenti rispetto ai criteri selezionati	32
5.3	Configurazione selezionata	33
6	Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 1.....	35
6.1	Metodologia	35
6.1.1	Parametrizzazione della configurazione	35
6.1.2	Risposta statica: requisiti e vincoli	35
6.1.3	Risposta dinamica: requisiti e vincoli	36
6.1.4	Stima approssimativa dei costi	38
6.1.5	Implementazione numerica.....	38
6.2	Caratteristiche principali della piattaforma galleggiante	39
6.2.1	Note importanti.....	39
6.2.2	Stabilità a nave integra	40
6.2.3	Analisi della risposta dinamica globale	41
7	Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 2.....	42
7.1	Metodologia	42
7.2	Sistema di ormeggio.....	43

7.2.1	Configurazione.....	43
7.3	Analisi nel dominio del tempo.....	47
7.3.1	DLC 1.4.....	47
7.3.2	DLC 1.6.....	56
7.3.3	DLC 6.1.....	65
7.4	Progettazione dell'ancoraggio a pali.....	74
7.4.1	Approccio.....	74
7.4.2	Geometria e proprietà degli ancoraggi a pali.....	74
7.4.3	Carichi e materiali.....	74
7.4.4	Carichi di progettazione dei pali.....	75
7.4.5	Ottimizzazione progettazione ancoraggi a pali.....	75
8	Conclusioni.....	79
9	Riferimenti.....	81
10	Appendice A.....	83
10.1	DLC 1.4.....	83
10.2	DLC 1.6.....	85
10.3	DLC 6.1.....	87

1 Sintesi

Hope Group s.r.l. ha subappaltato all'Università di Strathclyde la selezione della configurazione e il dimensionamento preliminare di una sottostruttura galleggiante per un progetto di parco eolico offshore al largo della Puglia, Italia.

Per il progetto sono stati concordati i seguenti aspetti:

- **WP1: Base di progettazione.** Definizione di tutte le info necessarie per procedere alla selezione della configurazione e dei WP di dimensionamento preliminare.
- **WP2: Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 1.** Viene eseguito un dimensionamento preliminare (analisi di livello 1) della configurazione selezionata, per l'aerogeneratore e il sito specificati, adottando un modello dinamico lineare, nel dominio della frequenza, accoppiato aero-idro. Viene identificata la configurazione più adatta per la turbina e il sito specificati.
- **WP3: Selezione del concetto di sottostruttura galleggiante: analisi di livello 2.** Il concetto ottimale identificato nel WP2 è perfezionato, adottando approcci di modellazione più avanzati e più accurati, tra cui la progettazione preliminare del sistema di ormeggio e la sua analisi utilizzando un modello di dinamica accoppiato aero-idro-servo-elastico, considerando il DLC IEC61400-3-2 1.4, 1.6 e 6.1.

I principali risultati ottenuti sono:

- **WP1:**
 - o le informazioni necessarie relative all'RNA e alla torre dell'aerogeneratore, alle condizioni meteo oceaniche e alle condizioni geotecniche sono state raccolte e presentate nel capitolo 3;
 - o un'indagine sulle configurazioni FOWT esistenti è presentata nel capitolo 4, presentando alcune statistiche sulla progettazione più matura;
 - o nel capitolo 5, viene mostrato come la configurazione semisommersibile sia il design più adatto per la posizione selezionata.
- **WP2:**
 - o un livello di TRL ≥ 7 e la compatibilità con la batimetria del sito sono stati scelti come i due principali criteri preliminari di selezione del concetto;
 - o analizzando la configurazione della sottostruttura galleggiante disponibile rispetto a questi criteri, la configurazione di tipo semisommersibile è identificata come la più adatta ed è ulteriormente sviluppata nel WP3.
- **WP3:**
 - o l'analisi di livello 2 si è concentrata su tre aspetti:
 - definire un sistema di ormeggio rappresentativo,
 - predisporre il modello di dinamica aero-idro-servo-elastico accoppiata, nel dominio di tempo, non lineare ed eseguire le analisi numeriche per i DLC 1.4, 1.6, e 6.1
 - ed eseguire la progettazione preliminare degli ancoraggi a palo;
 - o è stata scelta una configurazione del sistema di ormeggio semi-taut, in base alla profondità dell'acqua;
 - o sono state eseguite 216 simulazioni, che rappresentano le combinazioni di condizioni di vento, onde e correnti marine come specificato in IEC61400-3-2, semplificate coerentemente con la fase iniziale di progettazione del progetto e considerando la simmetria della piattaforma;
 - o gli ancoraggi a pali sono stati dimensionati considerando le forze orizzontali e verticali massime che agiscono nei punti di ancoraggio;
 - o la progettazione soddisfa i criteri di vincolo di progettazione definiti in questa fase, ovvero:
 - integrità del cavo elettrico: lo spostamento orizzontale massimo della piattaforma è sempre inferiore al 10% della profondità dell'acqua;
 - integrità della linea di ormeggio: la tensione nelle linee di ormeggio è sempre inferiore al 60% del MBL;

- buona risposta dinamica della piattaforma: si ottiene anche una buona risposta negli altri gradi di libertà (sussulto, rollio, beccheggio, imbardata).

2 Descrizione del lavoro

Hope Group s.r.l. ha subappaltato all'Università di Strathclyde la selezione della configurazione e il dimensionamento preliminare di una sottostruttura galleggiante per un progetto di parco eolico offshore al largo della Puglia, Italia.

Il parco eolico offshore in progetto, denominato *Barium Bay*, in provincia di Bari, presenta le seguenti caratteristiche:

- 74 turbine eoliche, ciascuna con una potenza nominale di circa 15 MW, per un totale di 1110 MW;
- il parco eolico offshore si trova a 10-12 miglia dalla costa e le sue coordinate medie complessive sono:
 - o Latitudine: 41.58 gradi N
 - o Longitudine: 16.92 gradi E

Per il progetto sono stati concordati i seguenti aspetti:

- **WP1: Base di progettazione.** Definizione di tutte le info necessarie per procedere alla selezione della configurazione e dei WP di dimensionamento preliminare. L'attenzione si concentra sulla definizione delle principali caratteristiche del gruppo rotore-gondola e della torre da adottare (si prega di notare che il design del gruppo rotore-gondola e della torre sono al di fuori di questo progetto e viene adottata la turbina eolica offshore di riferimento IEA 15 MW), la definizione delle condizioni meteo oceaniche del sito, i casi di carico di progettazione da considerare e le considerazioni progettuali chiave. Viene eseguita un'indagine sulle configurazioni di sottostruttura galleggiante con alto TRL adottate dall'industria eolica offshore e vengono selezionate le configurazioni più adatte.
- **WP2: Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 1.** Viene eseguito un dimensionamento preliminare (analisi di livello 1) della configurazione selezionate, per l'aerogeneratore e il sito specificati, adottando un modello dinamico lineare, nel dominio della frequenza, accoppiato aero-idro. Viene identificata la configurazione più adatta per la turbina e il sito specificati.
- **WP3: Selezione del concetto di sottostruttura galleggiante: analisi di livello 2.** Il concetto ottimale identificato nel WP2 è perfezionato, adottando approcci di modellazione più avanzati e più accurati (modello di dinamica accoppiata aero-idro-servo-elastico non lineare, nel dominio del tempo). Ciò consentirà la conferma e/o il perfezionamento delle caratteristiche principali della sottostruttura galleggiante derivata nel WP2. In questo WP è inclusa la progettazione preliminare del sistema di ormeggio e la sua analisi utilizzando il modello di dinamica accoppiata aero-idro-servo-elastico sviluppato, considerando i DLC IEC61400-3-2 1.4, 1.6 e 6.1.

Nel presente documento, i risultati per ciascun WP sono presentati nei seguenti capitoli:

- WP1:
 - o Capitolo 3 Base progettuale, pag.78
 - o Capitolo 4 indagine delle sottostrutture galleggianti per FOWT, pag.2426
 - o Capitolo 5 Selezione della configurazione, pag.2831
- WP2:
 - o Capitolo 6 Configurazione della sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 1, pag.35.
- WP3:
 - o Capitolo 7 Configurazione della sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 2, pag.42.

3 Base di progettazione

Lo scopo di questa sezione è quello di definire la base progettuale, ovvero tutte le informazioni necessarie per eseguire le analisi condotte nei capitoli successivi.

3.1 Turbina eolica: IEA Wind 15MW Offshore Reference Wind Turbine

L'Agenzia internazionale dell'energia (www.iea.org) ha definito un modello di turbina eolica offshore di riferimento, open source, da 15 MW, nelle attività IEA Wind TCP Task 37: l'*IEA Wind 15-MW Offshore Reference Wind Turbine* [1]. Questo modello è adottato come turbina eolica di riferimento per il presente progetto, poiché rappresenta una configurazione molto vicina ai modelli industriali e, allo stesso tempo, fornendo diversi dettagli tecnici non solitamente forniti dall'OEM della turbina eolica, e quindi consente un'analisi più avanzata, portando a risultati più accurati.

Tutte le informazioni relative all'IEA 15-MW Offshore Reference Wind Turbine sono state prese da [1, 2].

3.1.1 Panoramica e caratteristiche principali

Questa turbina eolica a tre pale, controvento, è di classe 1B, con un diametro del rotore di 240 m e un'altezza del mozzo di 150 m, come illustrato nella Figura 1. Per regolare le prestazioni della turbina eolica, a velocità variabile e a pala orientabile, è adottata la seguente strategia (semplificando): per velocità del vento inferiori a quella nominale, il sistema di controllo della coppia del generatore è attivo per regolare la velocità di rotazione del rotore, al fine di ottenere il rapporto ottimale tra la velocità periferica della pala e la velocità del vento per estrarre la massima quantità di energia dal vento, mentre per velocità del vento superiori a quella nominale, il sistema di controllo del passo della pala diventa attivo per garantire una coppia del generatore/velocità di rotazione del generatore costante, offrendo una potenza costante. Alla velocità nominale del vento (10,6 m/s), la potenza (nominale) è di 15 MW e la forza di spinta raggiunge il suo massimo, 2,5 MN. I parametri chiave dell'aerogeneratore offshore IEA da 15 MW sono forniti nella Tabella 1.



Figura 1: L'aerogeneratore di riferimento offshore IEA Wind 15-MW (si prega di notare che, per il presente lavoro, sono state considerate solo le caratteristiche della torre e del gruppo rotore-navicella – non della sottostruttura) [2]

Tabella 1: Parametri chiave per la turbina eolica di riferimento offshore IEA da 15 MW, estratti da [2]

Parametro	Unità	Aerogeneratore offshore IEA 15MW
Potenza nominale	MW	15
Classe turbina	-	IEC Classe IB
Potenza specifica	W/m ²	332
Orientamento del rotore	-	Contro vento
Numero di pale	-	3
Controllo	-	Velocità variabile, passo collettivo
Velocità di spunto del vento	m/s	3
Velocità nominale del vento	m/s	10.59
Velocità del vento di disinserimento della turbina	m/s	25
Diametro Rotore	m	240
Serie dei profili di pala	-	FFA-W3
Altezza mozzo	m	150
Diametro mozzo	m	7.94
Sporgenza mozzo	m	11.35
Gruppo trasmissione	-	A bassa velocità
	-	Motorizzazione ad attacco diretto
Rapporto tra velocità periferica di pala e velocità del vento di progetto	-	9
Velocità minima del rotore	rpm	5
Velocità nominale del rotore	rpm	7.55
Velocità periferica della pala massima	m/s	95
Angolo di inclinazione dell'albero	gradi	6
Angolo della carenatura del rotore	gradi	-4
Flessione della pala a riposo	m	4

Massa della pala	t	65
Massa del gruppo rotore e navicella (RNA)	t	991
Massa della torre	t	1263
Diametro alla base della torre	m	10

3.1.2 Proprietà principali della torre

La torre è progettata come un tubo di acciaio isotropo con le proprietà principali e le proprietà del materiale in acciaio fornite rispettivamente nella Tabella 2 e nella Tabella 3. L'intervallo di velocità del rotore (Ω_{const}) sono limitate tra i 3,97 e gli 8,86 giri/min. Le dimensioni della torre in funzione dell'altezza sono elencate nella Tabella 4.

Tabella 2: Proprietà della torre per sottostrutture galleggianti [2]

Parametro	Unità	Valore
Massa	t	1263
Lunghezza	m	129.495
Altezza alla base della torre	m	15
Diametro esterno della base della torre	m	10
Diametro esterno della cima della torre	m	6.5
1° modo di vibrazione fronte-retro	Hz	0.496
1° modo di vibrazione laterale	Hz	0.483

Tabella 3: Proprietà del materiale (acciaio) per la torre per sottostrutture galleggianti [2]

Parametro	Simbolo	Unità	Valore
Modulo di Young	E	Pa	200E+11
Modulo di taglio	G	Pa	793E+10
Densità	ρ	kg/m ³	785E+3

Tabella 4: Dimensioni della torre in funzione dell'altezza [2]

Altezza/m	Diametro esterno [m]	Spessore [mm]
15.000	10.000	82.954
28.000	9.964	82.954

28.001	9.964	83.073
41.000	9.967	83.073
41.001	9.967	82.799
54.000	9.927	82.799
54.001	9.927	29.900
67.000	9.528	29.900
67.001	9.528	27.842
80.000	9.149	27.842
80.001	9.149	25.567
93.000	8.945	25.567
93.001	8.945	22.854
106.000	8.735	22.854
106.001	8.735	20.250
119.000	8.405	20.250
119.001	8.405	18.339
132.000	7.321	18.339
132.001	7.321	21.211
144.582	6.500	21.211

Si noti che l'altezza della torre, nella presente progettazione preliminare, è stata modificata secondo il progetto della piattaforma di supporto, più precisamente in base all'altezza della piattaforma di supporto, per garantire che l'altezza del mozzo sopra il livello dell'acqua di mare sia mantenuta a 150 m.

3.1.3 Proprietà principali del rotore e della navicella

Il gruppo rotore e navicella (RNA) è illustrato nella Figura 2, e alcuni dei suoi parametri chiave sono riportati nella Tabella 5.

La distanza verticale dalla sommità della torre all'albero del rotore (*Twr2Shft* in Figura 2) è 4.348 m, e la distanza verticale dalla sommità della torre alla base della navicella (altezza del cuscinetto di imbardata) è 0.38 m. La distanza dall'asse di imbardata all'apice del rotore (*OverHang*) è di 10,99 m. I momenti di inerzia in beccheggio, rollio, e imbardata, calcolati rispetto al centro di massa della navicella, sono, rispettivamente, di 7,675E +06 kg-m², 1,056E +07 kg-m² (*NacInerSS*), 8,127E +06 kg-m² (*NacInerZ*).

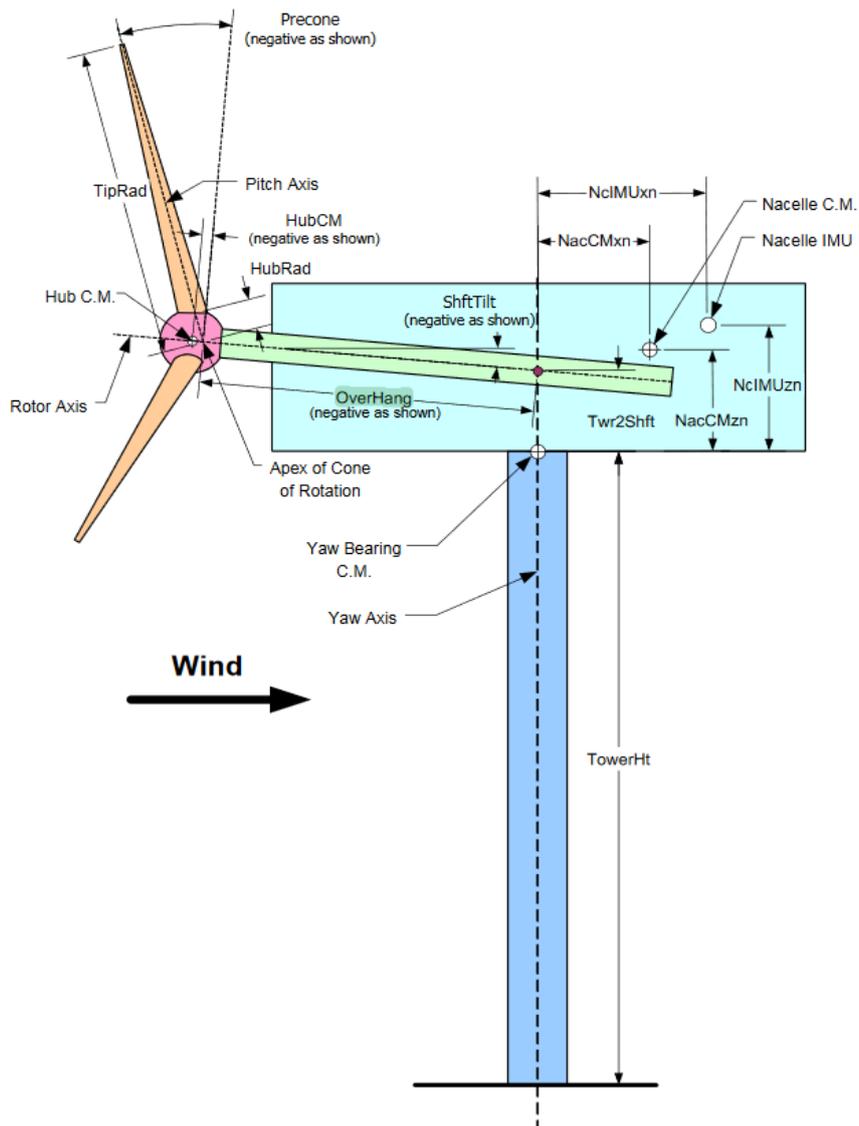


Figura 2: Illustrazione del gruppo navicella-rotore (RNA) [3]

Tabella 5: Parametri chiave per l'assemblaggio del rotore-navicella (RNA) [1]

Parametri	Unità	Valore
Massa mozzo	kg	1.900E+05
Massa del rotore	kg	1.958E+05
Momento di inerzia rotazionale della carenatura del rotore rispetto all'asse del mozzo	kg-m ²	1.373E+06
Momento di inerzia rotazionale del generatore rispetto all'asse di rotazione	kg-m ²	3.223E+06
Distanza sottovento dalla sommità della torre al centro di massa della navicella (<i>NacCMxn</i>)	m	4.688E+00

Distanza laterale dalla sommità della torre al centro di massa della navicella (<i>NacCMyn</i>)	m	0
Distanza verticale dalla sommità della torre al centro di massa della navicella (<i>NacCMzn</i>)	m	4.240E+00
Massa della navicella	kg	6.309E+05
Momento di inerzia della navicella sull'asse di imbardata	kg-m ²	1.889E+07
RNA centro di massa rispetto alla cima della torre (<i>CMx_RNA</i>)	m	6.589E+00
<i>CMy_RNA</i>	m	0.000E+00
<i>CMz_RNA</i>	m	4.276E+00
Momento di inerzia di massa dell'RNA rispetto alla sommità della torre <i>Ixx_RNA</i>	kg-m ²	3.694E+08
<i>Iyy_RNA</i>	kg-m ²	2.511E+08
<i>Izz_RNA</i>	kg-m ²	1.947E+08
<i>Ixy_RNA</i>	kg-m ²	2.979E+04
<i>Ixz_RNA</i>	kg-m ²	3.519E+07
<i>Iyz_RNA</i>	kg-m ²	9.672E+03
Distanza orizzontale sottovento tra l'asse di imbardata e GenCM	m	-5.935E+00
Rigidezza torsionale del gruppo di trasmissione	N-m/rad	1.409E+10

3.1.4 Pala

La serie di profili aerodinamici DTU FFA-W3 viene utilizzata per le pale della turbina eolica offshore IEA da 15 MW, come mostrato nella Figura 3. La posizione lungo la pala e il corrispondente nome del profilo aerodinamico sono mostrati nella Tabella 6. Le proprietà della pala sono fornite nella Tabella 7.

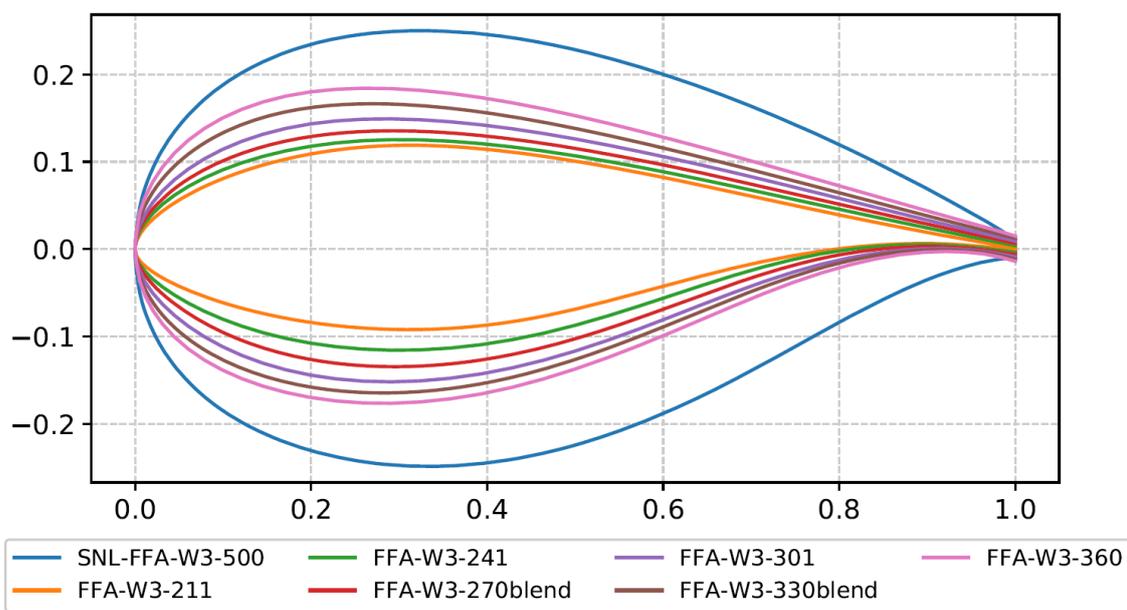


Figura 3: Famiglia di profili aerodinamici DTU FFA-W3 utilizzati nella turbina eolica offshore IEA da 15 MW [1]

Tabella 6: Posizione lungo la pala e nome del profilo aerodinamico [1]

Posizione lungo la pala [r/R]	Nome profilo aerodinamico
0	circolare
0.02	circolare
0.15	SNL-FFA-W3-500
0.245170317	FFA-W3-360
0.328843951	FFA-W3-330blend
0.439179346	FFA-W3-301
0.537671407	FFA-W3-270blend
0.638207657	FFA-W3-241
0.771743852	FFA-W3-211
1	FFA-W3-211

Tabella 7: Proprietà della pala [1]

Descrizione	Unità	Valore
Lunghezza della pala	m	117
Diametro alla radice della pala	m	5.20

Lunghezza del profilo circolare alla radice della pala	m	2.34
Max corda	m	5.77
Posizione della corda massima lungo la pala	m	27.2
Flessione dell'estremità della pala a riposo	m	4.00
Angolo di precone	gradi	4.00
Massa della pala	kg	65,250
Centro di massa della pala	m	26.8
Frequenza naturale del primo modo di vibrazione edgewise	Hz	0.642
Frequenza naturale del primo modo di vibrazione flapwise	Hz	0.555
Progettazione C_P , C_T	-	0.489, 0.799
Produzione energetica annuale	GWh	77.4

3.1.5 Navicella

Il grafico e il modello CAD del layout della navicella dell'aerogeneratore IEA Wind 15MW sono forniti nella Figura 4 mentre le masse dei componenti della navicella sono fornite nella Tabella 8.

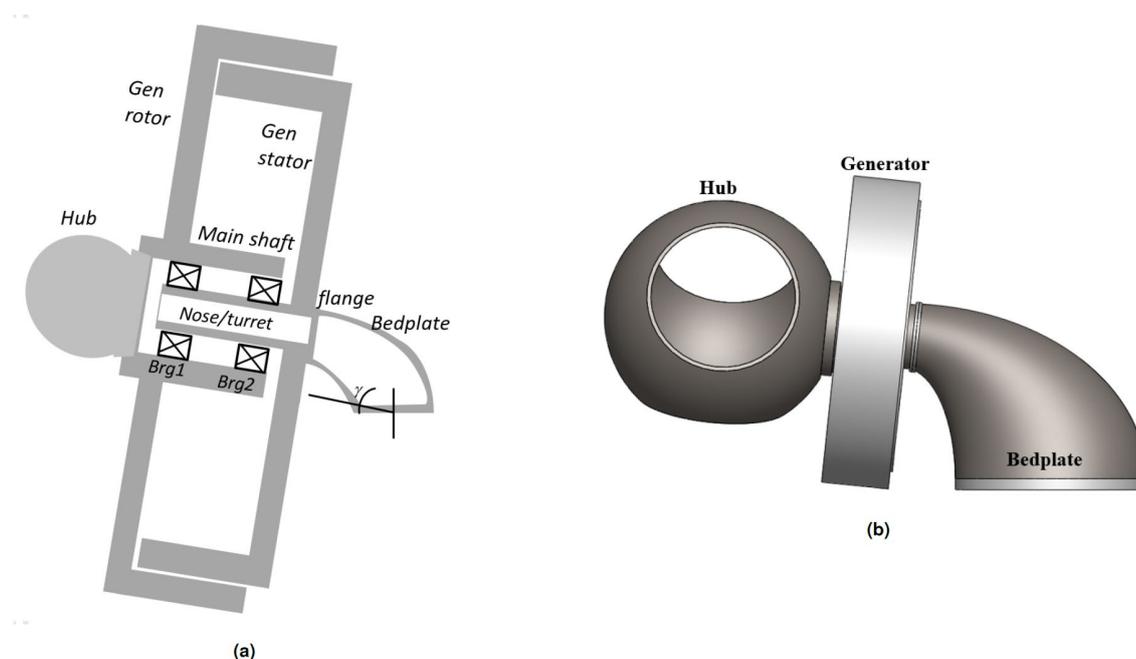


Figura 4: (a) grafico e (b) modello CAD del layout della navicella dell'aerogeneratore IEA da 15 MW [1]

Tabella 8: Masse dei componenti della navicella [1]

Parametri	Unità	Valore
Massa del piano di appoggio	t	70.329
Massa della carenatura del rotore	t	11.394
Massa dello statore del generatore	t	226.629
Massa del rotore del generatore	t	144.963
Massa cuscinetto albero TDO	t	2.23
Massa del cuscinetto albero SRB	t	5.664
Massa della flangia	t	3.946
Massa dell'albero	t	15.734
Massa altre attrezzature varie	t	50.0
Massa del cuscinetto di imbardata	t	100.0
Totale navicella meno mozzo	t	630.88

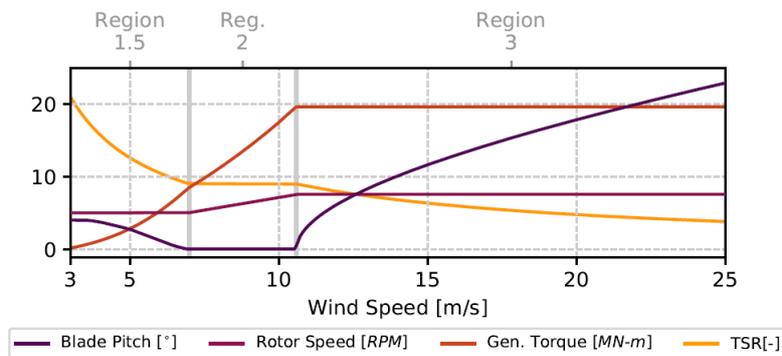
3.1.6 Sistema di controllo

Il sistema di controllo open source di riferimento NREL (ROSCO) (NREL 2020b) viene utilizzato per la turbina eolica di riferimento offshore IEA da 15 MW. Il rotore funziona con una velocità di rotazione minima di 5 rpm e una velocità di rotazione nominale di 7,55 rpm a 10,59 m/s, con una velocità massima dell'estremità della pala di 95 m/s. Il rotore mantiene un passo delle pale di 0° al TSR di progetto, aumentando il passo delle pale a basse velocità del vento per estrarre la massima potenza dal vento ma mantenendo la velocità minima del rotore. Il passo delle pale viene aumentato per velocità del vento oltre quella nominale di 10,59 m/s. Il rapporto di progetto tra lo smorzamento e la frequenza naturale è fornito nella Tabella 9. Le prestazioni della turbina da 15MW, valutate con il modello BEM di OpenFAST, utilizzando il sistema di controllo ROSCO sono forniti in Figura 5.

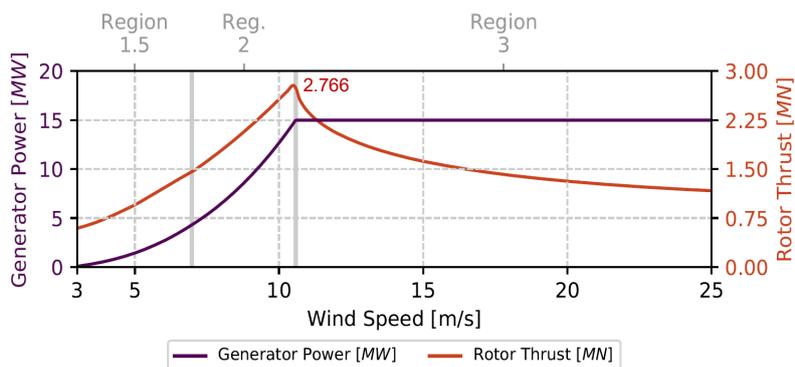
Tabella 9: Rapporto di progetto tra lo smorzamento e frequenza naturale [1]

Parametri	Unità	Valore
Sistema di controllo del passo delle pale: smorzamento di progetto	rad/s	1
Sistema di controllo del passo delle pale: frequenza naturale di progetto	rad/s	0.2

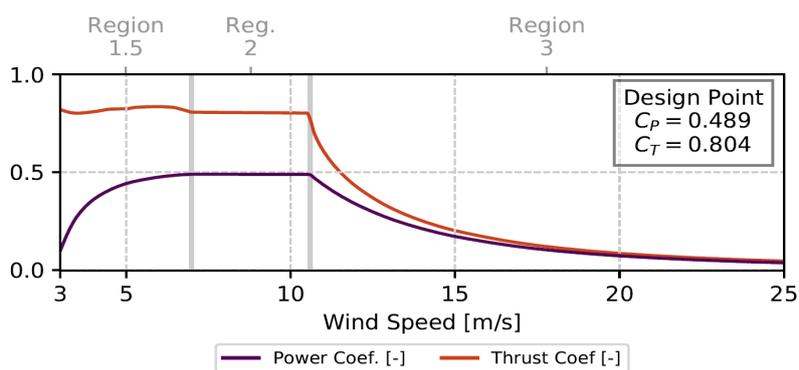
Sistema di controllo della coppia: smorzamento di progetto	rad/s	0.85
Sistema di controllo della coppia: frequenza naturale di progetto	rad/s	0.12



a) Curva di regolazione del sistema di controllo [1]



b) Curva di potenza e di spinta [1]



c) Coefficienti di prestazione aerodinamica [1]

Figura 5: Prestazioni della turbina da 15MW, valutate con il modello BEM di OpenFAST, utilizzando il sistema di controllo ROSCO

3.2 Condizioni ambientali

Le condizioni ambientali nel sito target sono importanti per guidare la scelta della configurazione ottimale della struttura di supporto galleggiante, nonché necessarie per la sua progettazione concettuale e di base¹.

Questi sono raggruppati in tre sezioni:

- Batimetria, con info fornite da Hope Group s.r.l.;
- Condizioni geotecniche, sulla base della relazione di Geowynd [5];
- Condizioni meteo oceaniche, tra cui vento normale ed estremo, onde, correnti marine, livello del mare, salinità e condizioni di temperatura, sulla base del rapporto di Scientific Engineering ltd [6].

3.2.1 Batimetria

Nella Figura 6 è mostrato il layout del parco eolico (ogni punto rosso rappresenta una turbina eolica), i cavi inter-array (in arancione), le due sottostazioni e il collegamento alla riva, in verde.

Come riportato da Hope Group s.r.l., la profondità dell'acqua varia da un minimo di 115 m a un massimo di 200 m, con una profondità media dell'acqua di 150 m.

¹La terminologia qui utilizzata per la fase di progettazione si riferisce alla relazione tecnica [4] Müller K, Lemmer F, Borisade F, Kretschmer M, Gruber J, Hagemann L, et al. LIFES50+ D7. 4 State-of-the-Art FOWT design practice and guidelines. Tech. rep., University of Stuttgart; 2015.

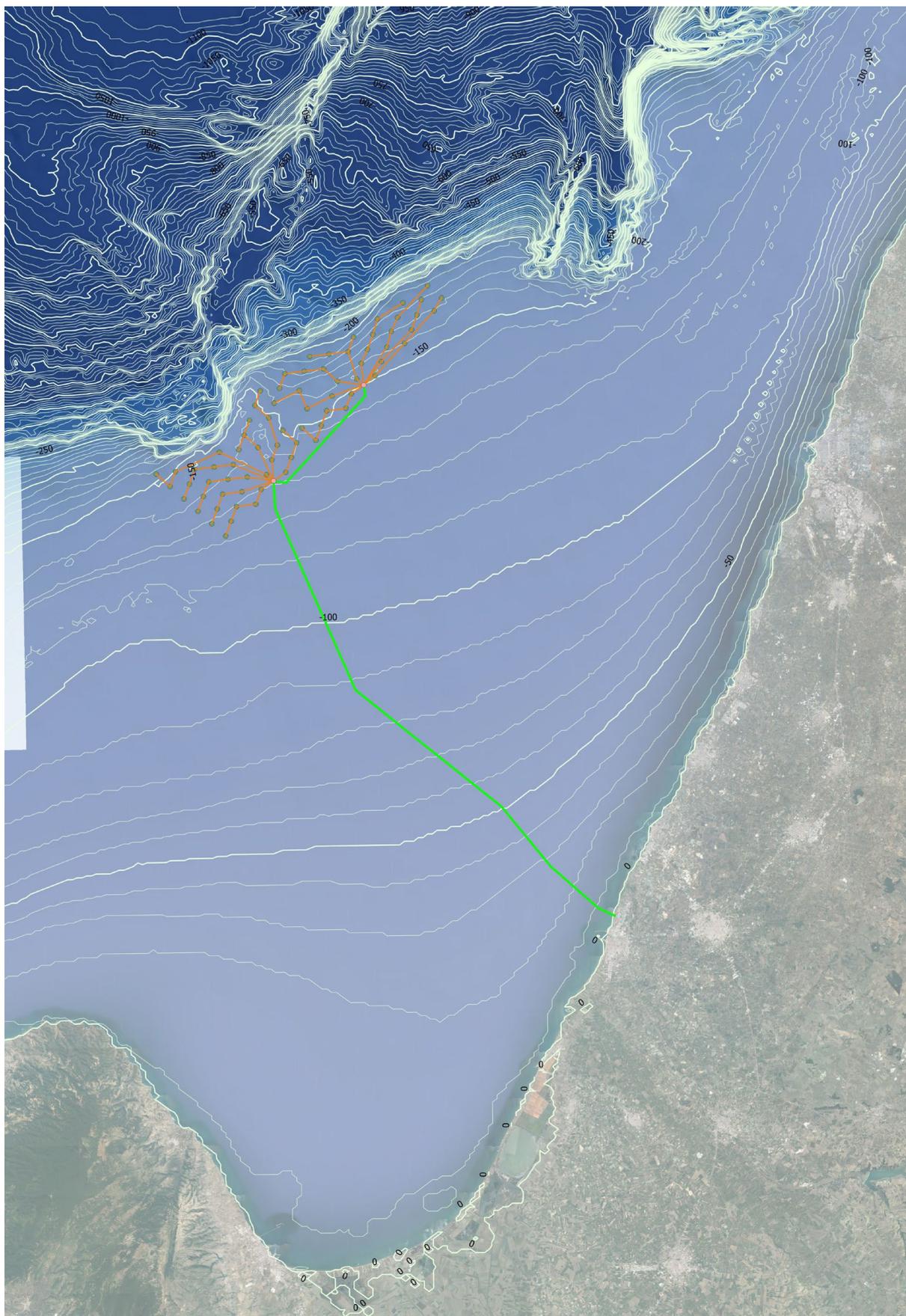


Figura 6: Layout parco eolico offshore, con batimetria e posizione geografica. Per gentile concessione di Hope Group

3.2.2 Condizioni geotecniche

Sulla base del rapporto [5], le condizioni del fondo marino nell'area del parco eolico offshore di Barium Bay (OWF) dovrebbero essere costituite da uno strato di argilla molto morbida che si estende fino a una profondità minima di 3,5 m sotto il fondo del mare (bsf), ma è probabile che sia più spesso. Questi depositi di argilla sovrastano depositi quaternari altamente stratificati. Il substrato roccioso dovrebbe essere situato tra 200 m e 1000 m bsf.

I dati geotecnici rilevanti disponibili in [5] rappresentano il profilo di resistenza al taglio per terreno non drenato (s_u), per il vicino sito Nemetun OWF (Figura 7). A causa della relativa vicinanza del parco eolico offshore Nemetun al parco eolico offshore Barium Bay, si presume che anche il profilo s_u per il parco eolico Nemetun sia rappresentativo del corrispondente profilo per il parco eolico offshore Barium Bay. Il limite inferiore (LB) e limite superiore (UB) per s_u sono derivati dalla Figura 7. Questi profili sono parametrizzati e descritti da equazioni. Inoltre, viene fornito anche il profilo medio, considerato come migliore stima del profilo di progettazione (*best estimate* in inglese, i.e., BE). Le equazioni parametriche per i profili LB, UB e BE s_u (in unità kPa) sono le seguenti:

$$\text{LB: } s_u = 3.31z + 2.07 \quad (1)$$

$$\text{UB: } s_u = 7.67z + 15.1 \quad (2)$$

$$\text{BE: } s_u = 5.49z + 8.58 \quad (3)$$

dove z è la profondità bsf in metri. Poiché non sono disponibili i dati geotecnici per profondità inferiori a 3,5 m, l'analisi di progettazione dell'ancoraggio a pali presuppone che le equazioni parametriche di cui sopra per i profili s_u si applichino a profondità inferiori a 3,5 m bsf. Poiché non sono disponibili informazioni sul peso (al metro) dello strato di argilla morbida (satura) nel rapporto Geowynd [5], si è assunto per la progettazione dell'ancoraggio a pali che il peso (al metro) dell'argilla morbida satura sia 15 kN/m^3 , come raccomandato da [7].

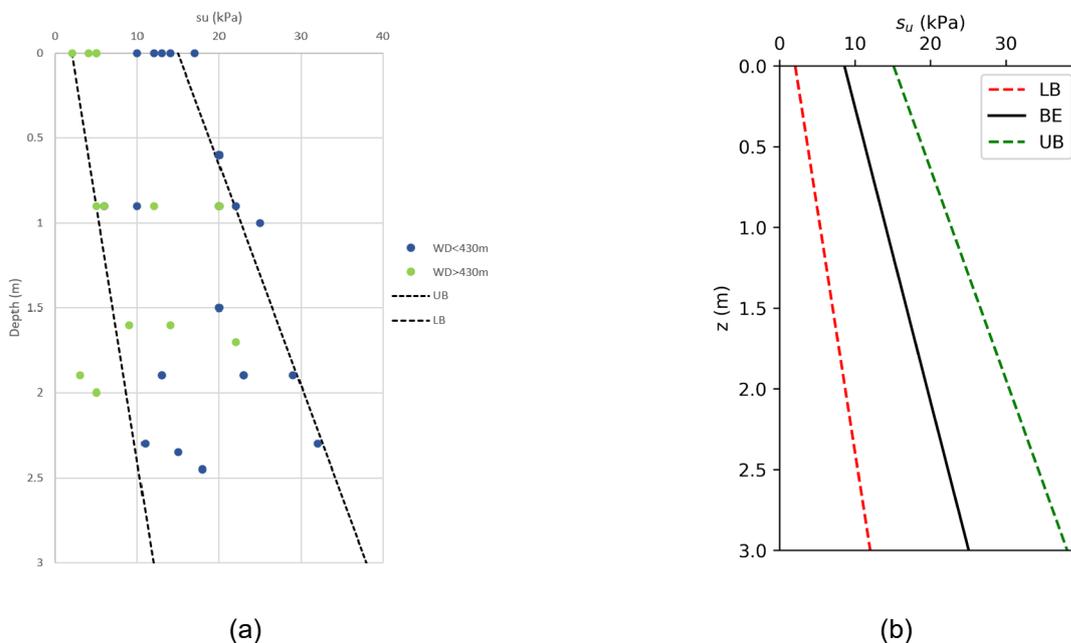


Figura 7: (a) profilo s_u per parco eolico offshore Nemetun, riprodotto dalla Figura 6.2 del rapporto Geowynd [5]; (b) profili LB, UB e BE s_u basati sulle equazioni parametriche

3.2.3 Condizioni meteo oceaniche

Le informazioni sulle condizioni normali ed estreme riportate in [6] sono utilizzate per ricavare le condizioni di vento, onde, correnti marine e livello dell'acqua marina, normali ed estreme, necessarie per procedere con la progettazione concettuale (livello 1) e di base (livello 2), rispettivamente nella sezione 6 e nella sezione 7. Sebbene il presente progetto non miri alla classificazione e alla certificazione delle turbine eoliche offshore utilizzate, poiché ciò avverrà in una fase successiva della progettazione, al fine di migliorare la rilevanza delle condizioni meteo oceaniche considerate e accelerare il processo di progettazione delle turbine eoliche, è stato scelto di quantificare le condizioni meteo oceaniche considerate in base ai casi di carico come definiti nelle pertinenti norme tecniche della Commissione Elettrotecnica internazionale, vale a dire IEC 61400-1 [8], IEC 61400-3-1 [9] e IEC 61400-3-2 [10], riportate nella Tabella 10.

Tabella 10: Casi di carico di progetto considerati, estratti e adattati da [8-10]

Situazione progettuale	DLC	Condizioni del vento	Onde	Direzionalità vento/onde	Correnti marine	Livello dell'acqua	Altre condizioni	Tipo di Analisi
Produzione di energia	1.3	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	/	U
	1.4	ECD $V_{hub} = V_r - 2m/s, V_r, V_r+2m/s$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	MIS, wind direction change*	NCM	MSL	/	U
	1.6	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	SSS $H_s = H_{s,SSS}$	COD, UNI	NCM	MSL	/	U
* IEC61400-3-1 Per il DLC 1.4 si può presumere che il vento e le onde siano co-direzionali prima del cambiamento transitorio della direzione del vento								
Parcheggiato (frenato o a libera rotazione)	6.1	Modello di vento turbolento EWM, $V_{hub} = V_{ref}$	ESS, $H_s = H_{s,50}$	MIS, MUL	ECM $U = U_{50}$	EWLR	/	U

3.2.3.1 Condizioni del vento

Tabella 11: Condizioni del vento – valore dei parametri principali

Variabile	u.m.	Valore	Descrizione	Rif.
V_{hub}	[m/s]	Dipende dal DLC	Velocità media del vento di 10 minuti a livello del mozzo	\
V_{in}	[m/s]	3	Velocità del vento di spunto dell'aerogeneratore	[1]

V_out	[m/s]	25	Velocità del vento di disinserimento della turbina eolica	[1]
V_r	[m/s]	10.59	Turbina eolica velocità nominale del vento	[1]
V_ref	[m/s]	50	Velocità del vento di riferimento, per turbine eoliche classe IB	[8]

Tabella 12: Condizioni del vento – acronimi utilizzati

Acronimo	Significato	Descrizione	Rif.
ECD	<i>Extreme coherent gust with direction change</i>	$V_{cg} = 15 \left[\frac{m}{s} \right]$ $V(z, t) = \begin{cases} V(z) & \text{for } t \leq 0 \\ V(z) + 0.5V_{cg} \left(1 - \cos\left(\pi * \frac{t}{T}\right) \right) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V(z) + V_{cg} & \text{for } t \geq T \end{cases}$ $T = 10 \text{ [s]}$	[8]
EWM	<i>Extreme Wind Model</i>	<p>Il modello del vento si basa sulla velocità del vento di riferimento, V_ref, e su una deviazione standard di turbolenza fissa, con:</p> $V_{50}(z) = V_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0.11}$ <p>, i.e., power law exponent $\alpha = 0.11$</p> $\sigma_1 = 0.11 V_{hub}$ <p>, i.e., TI 11%</p>	[8]
NTM	<i>Normal Turbulence Model</i>	<p>Modello di turbolenza normale</p> $\sigma_1 = I_{ref}(0.75 * V_{hub} + b)$ $b = 5.6 \left[\frac{m}{s} \right]$ <p>I_{ref} è, per una turbina eolica di classe 1B, pari al 14%</p>	[8]

3.2.3.2 Onde

Tabella 13: Onde – acronimi utilizzati e valore dei parametri principali

Acronimo	Significato	Descrizione	Rif.
ESS H_s = H_s,50	<i>Extreme Sea State</i>	<p>In assenza di informazioni che definiscano la distribuzione di probabilità congiunta a lungo termine di vento e onde estremi, si può considerare che la velocità del vento estrema (media su 10 minuti) con un periodo di ritorno di 50 anni si verifica durante lo stato del mare estremo (media su 3 ore) con un periodo di ritorno di 50 anni.</p> <p>Per il sito considerato, il 50y ritorno H_s e associato T_p, in funzione della direzione dell'onda, insieme con il fattore di picco, è fornito in [6].</p> <p>Ad ogni modo, non essendo stato ancora stabilito quale sia la posizione relativa della/e turbina/e eolica rispetto al Nord</p>	[9]

		geografico, per tutte le direzioni è stato adottato il valore di H _s più alto (e relativo range di T _p), pari a quello corrispondente a 330° dal Nord geografico:									
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>H_s [m]</th> <th>T_p [s]</th> <th>Gamma [-]</th> <th>Theta_{wm} [deg]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>7.31</td> <td>10.58 - 10.62</td> <td>4.592967²</td> <td>tutte le direzioni</td> </tr> </tbody> </table>	H _s [m]	T _p [s]	Gamma [-]	Theta _{wm} [deg]	7.31	10.58 - 10.62	4.592967 ²	tutte le direzioni	
H _s [m]	T _p [s]	Gamma [-]	Theta _{wm} [deg]								
7.31	10.58 - 10.62	4.592967 ²	tutte le direzioni								
NSS H _s = E[H _s V _{hub}]	Normal Sea State	<p>H_s, T_p e direzione per ciascun NSS devono essere selezionati, insieme alla velocità media del vento associata, in base alla distribuzione di probabilità congiunta a lungo termine dei parametri meteo oceanici appropriati al sito previsto.</p> <p>La distribuzione di probabilità congiunta a lungo termine non è disponibile in [6], quindi per ricavare il valore atteso di H_s condizionato a V_{hub} è stata adottata la relazione tra H_s e V_{10m} (velocità della velocità del vento a 10m sopra il livello medio dell'acqua) fornita in [6], pari a (5, 50 e 95 valori percentili):</p> $V_{10m} = a \cdot H_s^b$ <p>a = 6.4134 (5), 6.4188 (50), 6.4242 (95) b = 0.6048 (5), 0.6059 (50), 0.6071 (95)</p> <p>V_{10m} è derivata da V_{hub} applicando la legge di potenza del profilo di vento e il relativo coefficiente α. Il T_p associato viene derivato utilizzando l'equazione fornita in [6] (5, 50 e 95 valori percentili):</p> $T_p = a \cdot H_s^b$ <p>a = 5.2609 (5), 5.2637 (50), 5.2665 (95) b = 0.3513 (5), 0.3520 (50), 0.3528 (95)</p>	[9]								
SSS H _s = H _{s,SSS}	Severe sea state	<p>Per tutte le velocità medie del vento, l'altezza d'onda significativa estrema incondizionata H_{s,50}, con un periodo di ritorno di 50 anni, può essere utilizzata come valore conservativo di H_{s,SSS}(V).</p> <p>Pertanto, sono stati applicati gli stessi valori dell'ESS.</p>	[9]								

3.2.3.3 Direzionalità onde/vento

Tabella 14: Direzionalità onde/vento

Acronimo	Significato	Descrizione	Rif.
COD	Co-direzionale	Vento e onde che agiscono nella stessa direzione	[9]
MIS	Non allineato	Vento e onde che agiscono da direzioni diverse	[9]
MUL	Multi-direzionale	Vento e onde che agiscono da più direzioni	[9]

² N.B. Questo valore non è fornito in [6] Scientific-Engineering. Relazione Meteomarina Parco eolico offshore 'Barium Bay' nel mare Adriatico meridionale (Bari). In: ltd SE, editor.2022., ma è stato calcolato come media di tutti i fattori di picco spettrale delle onde registrati nel database di rianalisi/hindcast ERA5 fornito da Hope Group s.r.l.

UNI	Unidirezionale	Vento e onde che agiscono da un'unica direzione	[9]
-----	----------------	---	-----

3.2.3.4 Correnti marine

Tabella 15: Correnti marine – acronimi utilizzati e valore dei parametri principali

Acronimo	Significato	Descrizione	Rif.				
ECM, U = U_50	Extreme current model	<p>In assenza di informazioni che definiscano la distribuzione di probabilità congiunta a lungo termine degli estremi è conservativo applicare correnti con periodo di ritorno di 1 anno e 50 anni e assumere che la corrente sia co-direzionale con le onde.</p> <p>Per il sito dato, come riportato in [6], viene fornita la velocità di corrente del mare di ritorno 50y (U_50), in funzione della direzione (rispetto al Nord geografico).</p> <p>Ad ogni modo, non essendo stato ancora stabilito quale sia la posizione relativa della/e turbina/e eolica rispetto al Nord geografico, è stato adottato il valore U_50 più alto (relativo al valore omnidirezionale), pari a [6]:</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>U_50 [m/s]</th> <th>Theta_c [deg]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.13</td> <td>tutte le direzioni</td> </tr> </tbody> </table>	U_50 [m/s]	Theta_c [deg]	1.13	tutte le direzioni	[9]
U_50 [m/s]	Theta_c [deg]						
1.13	tutte le direzioni						
NCM	Normal current model	<p>Nei presenti DLC, il NCM è assunto per il caso di carico finale 1.4 e 1.6, che coinvolge NSS e SSS, e quindi per ciascun caso di carico la velocità delle correnti generate dal vento può essere stimata dalla velocità media del vento pertinente, come segue:</p> $U(z) = U(0) \left(1 + \frac{z}{20}\right)$ $U(0) = 0,01V_{1\text{-ora}(z=10m)}$ <p>Dove U(z) è la velocità della corrente marina alla profondità z, U(0) alla profondità 0, cioè a livello della superficie, e V_1 (media su un'ora) (z=10m) è la velocità media (oraria) del vento a 10m sopra il livello della linea di galleggiamento, dove:</p> $V_{1\text{-hour}} = V_{10\text{-min}} * 0.95$ <p>Alla velocità della corrente generata dal vento è stata aggiunta la velocità media massima della corrente (che si verifica a dicembre) a causa dell'effetto mareale (da [6]), quindi la velocità totale della corrente è:</p> $U_{tot}(z) = U(0) \left(1 + \frac{z}{20}\right) + U_{tide,mean}$ $U_{tide,mean} = 0.016 \text{ m/s}$	[9]				

3.2.3.5 Livello dell'acqua

Tabella 16: Livello dell'acqua – acronimi utilizzati e valore dei parametri principali

Acronimo	Significato	Descrizione	Rif.
EWLR	Extreme Water Level Range	<p>In assenza della distribuzione di probabilità congiunta a lungo termine, compreso il livello dell'acqua, il progettista effettua almeno calcoli basati sui seguenti livelli dell'acqua:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Il più alto livello di acqua calma con un periodo di ritorno di 50 anni, basato su una combinazione appropriata di alta marea astronomica e mareggiata positiva. • Il più basso livello di acqua calma con un periodo di ritorno di 50 anni, basato su una combinazione appropriata di bassa marea astronomica e mareggiata negativa. <p>Sulla base dei dati forniti in [6], e tenendo conto che è considerato un sistema di ormeggio semi-taut, l'EWLR corrisponde a 0,62m.</p>	[9]
NWLR	Normal Water Level Range	<p>Il NWLR è assunto uguale alla differenza a lungo termine tra la marea astronomica più alta (HAT) e la marea astronomica più bassa (LAT).</p> <p>Facendo riferimento a (Scientific Engineering Ltd, 2022):</p> $LAT = -0,212 \text{ m rispetto al MSL}$ $HAT = +0,241 \text{ m rispetto al MSL}$ <p>Poiché le presenti analisi si concentrano sulla tensione nelle linee semi-taut, i carichi più elevati si tradurranno nel livello dell'acqua corrispondente al HAT.</p>	[9]
MSL	Mean Sea Level	È il livello medio del mare nel sito.	[9]

4 Indagine delle sottostrutture flottanti per FOWT

Tabella 17: Parchi eolici offshore galleggianti commissionati e in fase di sviluppo [11]

Project	Commissioning date	#	MW single	MW tot	System	Status	Consent	Water depth	Country	Classification	Configuration
Zefyros (fmr Hywind I)	2009	1	2.3	2.3	Hywind I	Online	Permit approved	150	NORWAY	Ballast stabilised	Spar
Goto Sakiyama 2016	2016	1	2.1	2.1	Toda Spar	Online	Permit approved	96	JAPAN	Ballast stabilised	Spar
Hywind Scotland	2017	5	6	30	Hywind II	Online	Permit approved	105	UK	Ballast stabilised	Spar
Floatgen	2018	1	2	2	Damping Pool	Online	Permit approved	33	FRANCE	Waterplane stabilised	Barge w/ damping pool
Hibiki	2018	1	3	3	Damping Pool	Online	Permit approved	55	JAPAN	Waterplane stabilised	Barge w/ damping pool
WindFloat Atlantic	2019	3	8.4	25.2	WindFloat	Online	Permit approved	93	PORTUGAL	Waterplane stabilised	Semisub
Kincardine Tranche 2	2021	5	9.5	47.5	WindFloat	Online	Permit approved	60	UK	Waterplane stabilised	Semisub
TetraSpar Demo	2021	1	3.6	3.6	TetraSpar	Online	Permit approved	200	NORWAY	Ballast stabilised	Pendulum
Yangxi West Shapa Demo	2021	1	5.5	5.5	TH Floater	Online	Permit approved	27	CHINA	Waterplane stabilised	Semisub
Hywind Tampen	2022	11	8.6	94.6	Hywind III	Online	Permit approved	260	NORWAY	Ballast stabilised	Spar
Xuwen FuYao Pilot	2022	1	6.2	6.2	Fuyao	Under devel	Permit approved	65	CHINA	Waterplane stabilised	Semisub
AFLOWT Hexafloat	2023	1	6	6	Hexafloat	Under devel	Permit approved	75	FRANCE	Ballast stabilised	Pendulum
Deep Sea Floating	2023	1	7.25	7.25	Fuyao	Under devel	Permit approved	100	CHINA	Waterplane stabilised	Semisub
DemoSATH	2023	1	2	2	SATH	Under devel	Permit approved	85	SPAIN	Waterplane stabilised	Barge
EGL Leucate	2023	3	10	30	WindFloat	Under devel	Permit approved	60	FRANCE	Waterplane stabilised	Semisub
Longyan Nanri Island	2023	2	4	8	N/A	Under devel	Lease granted	40	CHINA	N/A	N/A
Nezzy2 Demo / OceanX	2023	1	8.3	8.3	Nezzy2	Under devel	Permit approved	40	CHINA	Waterplane stabilised	Semisub
Provence Grand Large	2023	3	8.4	25.2	WindFloater	Under devel	Permit approved	97	FRANCE	Mooring stabilised	TLP
SeaTwin S2	2023	1	1	1	SeaTwin	Under devel	Permit approved	130	NORWAY	Ballast stabilised	Spar
EolMed (Gruissan)	2024	3	10	30	Damping Pool	Under devel	Permit approved	50	FRANCE	Waterplane stabilised	Barge w/ damping pool
France-Atlantique	2024	1	5	5	Eolink	Under devel	Permit approved	30	FRANCE	Waterplane stabilised	Semisub
Goto Kabashima 2	2024	8	2.1	16.8	Toda Spar	Under devel	Permit approved	96	JAPAN	Ballast stabilised	Spar
Harald Offshore Hydrogen	2024	1	10	10	P-80	Under devel	Permit approved		DENMARK	Waterplane stabilised	Barge
Jeju Wind Farm Demo	2024	1	8	8	Hi Float	Under devel	Pre-lease		SOUTH KOREA	Waterplane stabilised	Semisub
Nezzy Demonstrator	2024	1	6	6.2	Nezzy	Under devel	Permit approved	60	JAPAN	Waterplane stabilised	Semisub
Sotenas	2024	1	5	5	FlowOcean	Under devel	Lease granted		SWEDEN	Waterplane stabilised	Semisub
Bada Energy III (Gray Whale)	2025	36	14	500	Hi Float	Under devel	Permit applied	150	SOUTH KOREA	Waterplane stabilised	Semisub
ERM Dolphyn H2 Demo	2025	1	10	10	WindFloat	Under devel	Permit approved	100	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Flagship Canary Demo	2025	1	10	10	OO-Star*	Under devel	Permit applied		SPAIN	Waterplane stabilised	Semisub
Maine Aqua Ventus I	2025	1	11	11	Voltorn US	Under devel	Permit approved	61	USA	Waterplane stabilised	Semisub
MPS Demonstrator	2025	1	8	8	PelaFlex	Under devel	Permit approved	60	UK	Mooring stabilised	TLP
TwinHub	2025	2	8	16	TwinWind	Under devel	Permit approved	60	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Yangjiang Qingzhou Four	2025	5	5.5	27.5	w.semi	Under devel	Permit approved	50	CHINA	Waterplane stabilised	Semisub
Erebus	2026	7	13.5	94.5	WindFloat	Under devel	Permit applied	60	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Munmu Baram	2026	14	15	210	TwinWind*	Under devel	Lease granted	125	SOUTH KOREA	Waterplane stabilised	Semisub
Pentland Demonstrator	2026	1	15	15	TetraSpar	Under devel	Permit applied	60	UK	Ballast stabilised	Pendulum
W1 N - Chu Tin	2026	10	10	100	N/A	Under devel	Permit applied	49	TAIWAN	N/A	N/A
Blyth Extension	2027	4	14	56	XCF Floater	Under devel	Permit approved	50	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Hannibal	2027	25	10	250	TetraSpar	Under devel	Lease granted	95	ITALY	Ballast stabilised	Pendulum
Munmu Baram II	2027	84	15	1260	TwinWind*	Under devel	Lease granted	125	SOUTH KOREA	Waterplane stabilised	Semisub
ERM Dylan	2028	30	10	300	WindFloat	Under devel	Permit approved	100	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Caledonia	2029	27	15	400	N/A	Under devel	Permit applied	70	UK	N/A	N/A
Buchan	2030	64	15	960	Damping Pool	Under devel	Lease granted	75	UK	Waterplane stabilised	Barge w/ damping pool
CampionWind	2030	133	15	2000	N/A	Under devel	Lease granted	60	UK	N/A	N/A
East of Shetland NE1	2030	34	15	495	WindFloat*	Under devel	Lease granted	100	UK	Waterplane stabilised	Semisub
East of Shetland NE1	2030	34	15	495	N/A	Under devel	Lease granted	100	UK	N/A	N/A
Magnora	2030	33	15	495	ino 12	Under devel	Lease granted	106	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Mara MhA'r	2030	53	15	795	N/A	Under devel	Lease granted	105	UK	N/A	N/A
MaramWind	2030	200	15	3000	N/A	Under devel	Lease granted	100	UK	N/A	N/A
Odra Energia	2030	90	15	1350	WindFloat*	Under devel	Lease granted	100	ITALY	Waterplane stabilised	Semisub
Ossian	2030	174	15	2610	TetraSpar*	Under devel	Lease granted	70	UK	Ballast stabilised	Pendulum
Stromar	2030	67	15	1000	PelaFlex	Under devel	Lease granted	90	UK	Mooring stabilised	TLP
Yeonggwang Project	2030	70	6	420	TwinWind	Under devel	Lease granted	62	SOUTH KOREA	Waterplane stabilised	Semisub
Bellrock	2031	80	15	1200	PelaFlex	Under devel	Lease granted	70	UK	Mooring stabilised	TLP
Broadshore	2031	60	15	900	PelaFlex	Under devel	Lease granted	85	UK	Mooring stabilised	TLP
West of Orkneys	2031	60	15	900	N/A	Under devel	Lease granted	45	UK	N/A	N/A
Cluaran Ear-Thuath	2033	67	15	1000	Damping Pool*	Under devel	Lease granted	60	UK	Waterplane stabilised	Barge w/ damping pool
East of Shetland NE1 - Arven	2033	120	15	1800	WindFloat*	Under devel	Lease granted	100	UK	Waterplane stabilised	Semisub
Northland Power	2033	100	15	1500	N/A	Under devel	Lease granted	80	UK	N/A	N/A

Nella Tabella 17 sono riportati i parchi eolici galleggianti offshore che, a partire da aprile 2023, sono operativi o in fase di sviluppo, ordinati per data di messa in servizio. Per ogni parco sono riportati i seguenti parametri:

- Project – Nome del progetto
- Data di messa in servizio: anno di messa in servizio della prima turbina eolica
- MW singolo: potenza nominale della singola turbina eolica
- MW tot: potenza nominale dell'azienda
- Impianto: tipo di impianto eolico galleggiante utilizzato
- Stato: online (produzione di energia elettrica) o in fase di sviluppo
- Consenso: stato del processo di approvazione
- Profondità dell'acqua: profondità media dell'acqua nel sito
- Paese: paese in cui si trova il parco
- Classificazione e configurazione: vedere paragrafo 4.1

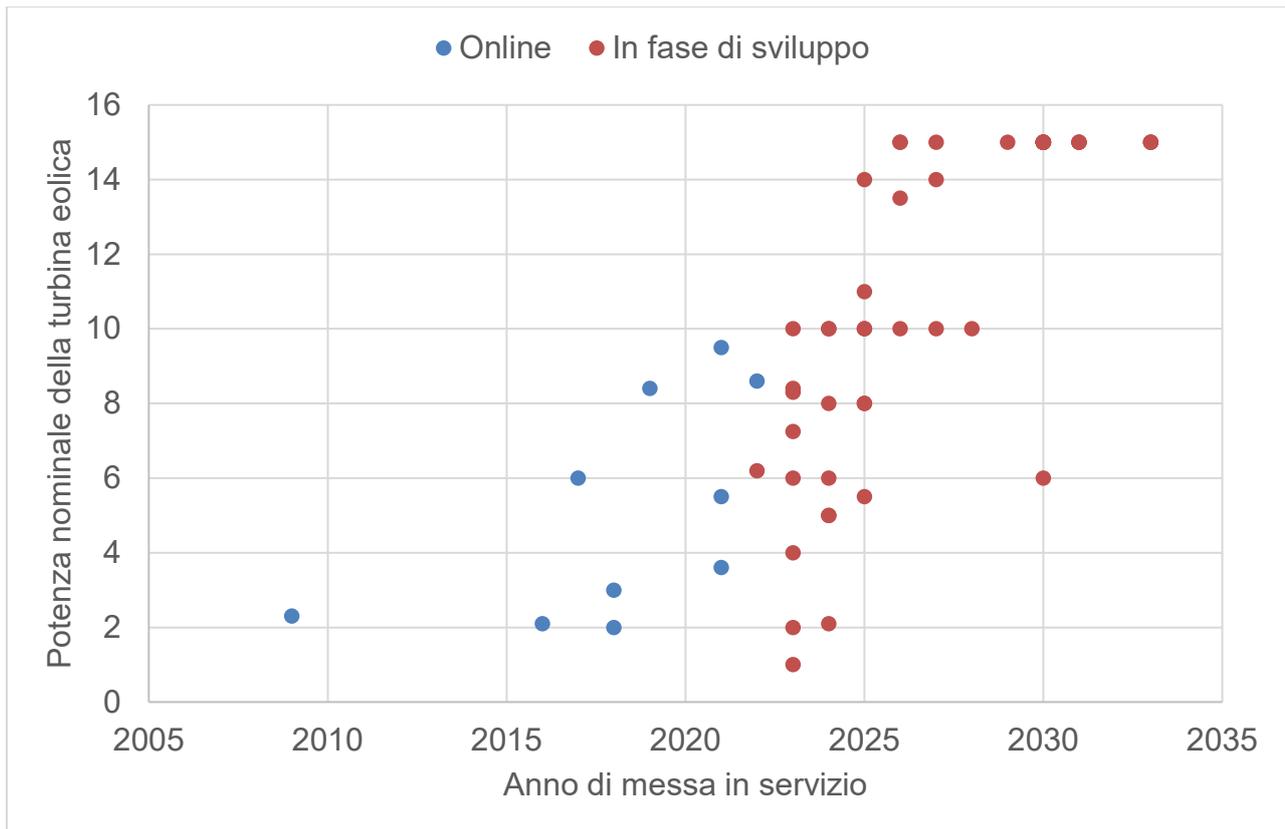


Figura 8: Parco eolico galleggiante offshore online e in fase di sviluppo – potenza nominale della singola turbina eolica rispetto all'anno di messa in servizio

Nella Figura 8, per tutti i parchi eolici galleggianti offshore identificati nel database, viene presentata la potenza nominale della singola turbina eolica rispetto all'anno di messa in servizio. Si possono fare due considerazioni:

- Se, per ogni anno, si considera la potenza nominale più alta, si può vedere come la tendenza aumenti più che linearmente dal 2009 al 2026, seguita da un plateau a circa 15 MW.
- Fino al 2024-2025, saranno ancora installate turbine eoliche a bassa potenza nominale (1-4MW): questa è un'indicazione che nuove configurazioni vengono proposte e dimostrate attraverso un parco eolico demo relativamente piccolo, spesso costituito da una singola turbina eolica, un esempio dei quali è il sistema SATH del progetto DemoSATH, costituito da una singola turbina eolica di 2 MW.

4.1 Configurazione, classificazione e caratteristiche principali

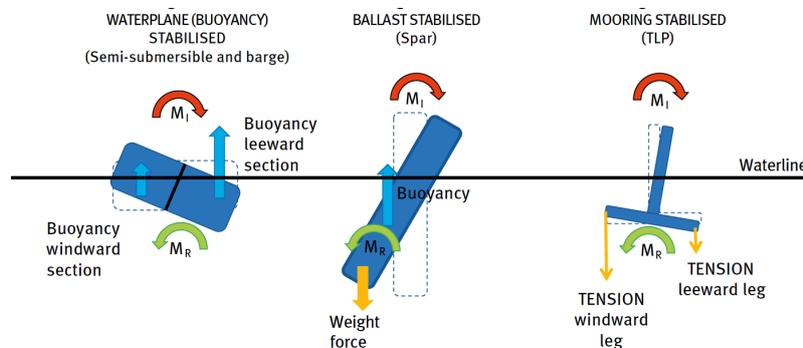


Figura 9: Tre principali meccanismi di stabilizzazione utilizzati dalle turbine eoliche offshore galleggianti, da [12]

Di solito, le turbine eoliche galleggianti offshore (FOWT) sono classificate in base al meccanismo di base utilizzato per generare il momento raddrizzante che contrasta il momento inclinante dovuto alla spinta aerodinamica che agisce sulla turbina eolica. Sulla base di ciò, ci sono tre tipi principali di FOWT (sottostruttura): stabilizzate da figura di galleggiamento, stabilizzate da zavorra, stabilizzate da sistema di ormeggio. Facendo riferimento alla Figura 9:

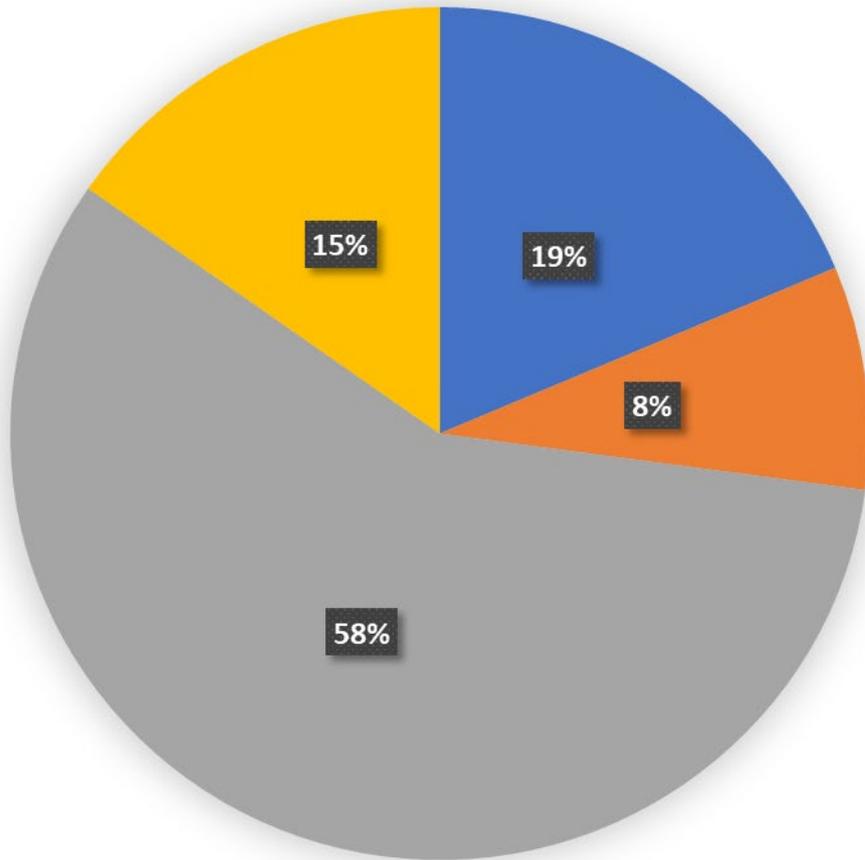
- **Stabilizzate da figura di galleggiamento:** il momento raddrizzante è generato principalmente dal momento di inerzia della figura di galleggiamento, cioè l'area della sezione del corpo a livello della linea di galleggiamento. Quando la piattaforma è inclinata, il volume aggiuntivo sommerso nella sezione sottovento e il volume inferiore sommerso nella sezione sopravvento creano il momento raddrizzante, contrastando il momento inclinante.
- **Stabilizzata da zavorra:** il momento di ripristino viene generato principalmente avendo un baricentro molto basso dell'intera piattaforma, utilizzando del materiale di zavorra nella parte inferiore della piattaforma. Ciò garantisce che la forza peso e la forza idrostatica creino il momento raddrizzante necessario per contrastare il momento inclinante.
- **Stabilizzata da sistema di ormeggio:** la struttura è fissata al fondo del mare attraverso diverse linee in tensione. Quando la piattaforma è inclinata, le linee sopravvento vengono estese, imponendo quindi una tensione maggiore sulla piattaforma rispetto alla/e linea/e sottovento, creando il momento raddrizzante.

Per una spiegazione più approfondita del criterio di classificazione, si vedano le sezioni 1 e 2(b) di [13] (libero accesso).

Considerando i parchi eolici offshore galleggianti elencati nella Tabella 17, i grafici a torta nella Figura 10 mostrano la percentuale di parchi eolici che utilizzano un approccio di stabilizzazione specifico (in alto) e una configurazione specifica (in basso):

- ~19% dei parchi eolici ha adottato un design stabilizzato da zavorra, tra cui il "pendolo" (9%) e le configurazioni "spar" (10%);
- ~8-9% una configurazione stabilizzata da sistema di ormeggio (TLP);
- e più della metà dei parchi eolici ha adottato un design stabilizzato da figura di galleggiamento (58%), tra cui le chiatte (3%), i semisommersibili (46%), e le chiatte con piscina smorzante (8%).

Per il 15% dei parchi eolici offshore il tipo di progettazione non è riportato.



■ Ballast stabilised ■ Mooring stabilised ■ Waterplane stabilised ■ N/A

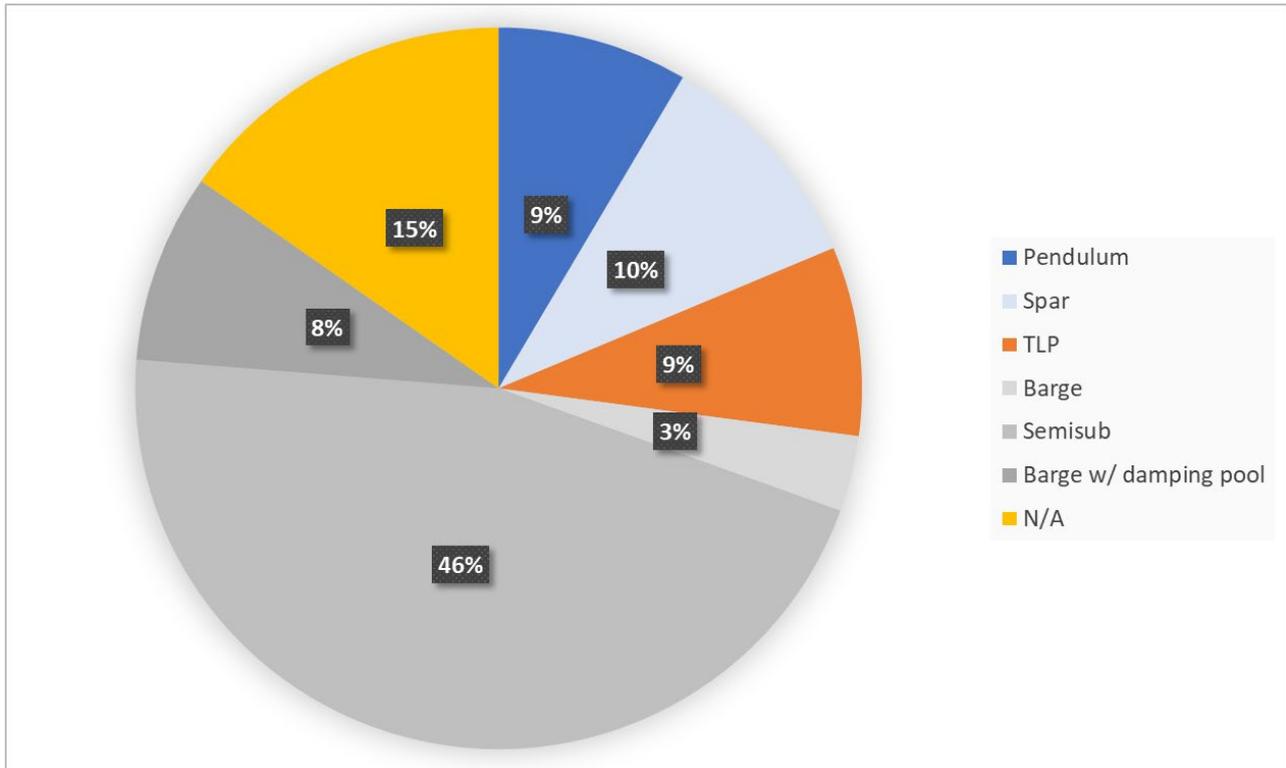


Figura 10: Parchi eolici nella Tabella 17 divise per categoria di classificazione (in alto) e configurazione (in basso)

5 Selezione della configurazione

5.1 Principali criteri di selezione:

Tabella 18: Criteri di selezione della sottostruttura

	Criterio	Descrizione
A	Technology readiness level	TRL \geq 7: almeno a livello pre-commerciale, cioè almeno un parco eolico offshore con più unità in condizioni operative, con una capacità totale dell'impianto superiore a 5 MW
B	Minimo pescaggio operativo VS profondità acqua	Configurazione compatibile con le profondità dell'acqua nel sito (min 115 m, max 200 m, media 150 m)

In questa fase della progettazione, i principali criteri considerati per selezionare i tipi di sottostruttura sono il livello di maturità tecnologica e la profondità dell'acqua – presentata nella Tabella 18.

La definizione di Technology Readiness Level (TRL) qui adottata è stata allineata a quella proposta da *Quest Floating Wind Energy*³, ed è presentata nella Tabella 19. Tra tutte le configurazioni proposte per i progetti operativi e in fase di sviluppo (Tabella 17) sono state considerate solo quelle che hanno raggiunto un TRL pari o superiore a 7 – e classificate in base allo stesso criterio, un maggiore TRL è migliore. Ciò corrisponde ad aver raggiunto il livello “Pre-commerciale” (TRL \geq 7), vale a dire che almeno un parco eolico offshore (più unità), con una potenza nominale totale superiore a 5 MW, è o è stato in condizioni operative.

La profondità dell'acqua nel sito considerato è certamente abbastanza profonda da considerare turbine eoliche galleggianti e tecnicamente non compatibili con turbina eolica fissa. Tuttavia, considerando le dimensioni dell'aerogeneratore selezionato (e la sua altezza del mozzo e la spinta massima), alcune delle configurazioni di turbine eoliche galleggianti potrebbero richiedere un pescaggio troppo grande, non compatibile con la profondità minima/media dell'acqua nel sito.

Tabella 19: Definizione del livello di maturità tecnologica (TRL)³

TRL	Livello	Descrizione
1	Concetto	Concetto iniziale proposto
2	Configurazione di base: op. Design di base	Valutazione e collaudo dei singoli componenti
3	Proof of concept	Progettazione convalidata
4	Prototipo	Piccola scala, test in laboratorio < 1 MW
5	Test in scala	Test in scala, offshore < 1 MW
6	Dimostratore	A grandezza naturale, offshore > 1 MW
7	Pre-commerciale	Unità multiple in condizioni operative > 5 MW

³ www.QuestFWE.com

8	Parco pilota	Unità multiple in esercizio commerciale - 20-50 MW di capacità installata totale
9	Full Commercial	Unità multiple in esercizio commerciale - > 50 MW di capacità installata totale

5.2 Analisi delle configurazioni esistenti rispetto ai criteri selezionati

Le informazioni sul sito web di *Quest Floating Wind Energy* sono state utilizzate per filtrare le configurazioni delle turbine eoliche galleggianti che soddisfano il criterio TRL definito nella Tabella 18 e i risultati sono presentati nella Tabella 20.

Le configurazioni identificate sono (in ordine alfabetico) raffigurate anche nella Figura 11:

1. Stabilizzata da zavorra (SPAR)
2. Stabilizzato da figura di galleggiamento, semisommersibile

In termini di livello di TRL, entrambe le configurazioni raggiungono il livello massimo di TRL, poiché sia per il SPAR che per il semisommersibile sono presenti parchi eolici offshore commerciali completi, con capacità installata totale pari o superiore a 50 MW:

- per lo SPAR si evidenzia il progetto Hywind Tampen, commissionato nel 2022, costituito da 11 turbine eoliche, per una potenza complessiva di 88 MW;
- per il semisommersibile vi è il progetto Kincardine, in Scozia (tranche 2), commissionato nel 2021, costituito da 5 turbine eoliche, per una capacità complessiva di 47,5 MW.

In termini di profondità dell'acqua:

- la configurazione stabilizzata da zavorra, se si considera la configurazione con la massima potenza nominale, cioè 9,5 MW del progetto Hywind III, richiede un pescaggio operativo minimo di circa 130 m. Se si tiene conto del fatto che il presente progetto considera un aerogeneratore da 15 MW, con un'altezza del mozzo più elevata e una spinta massima maggiore, è probabile che sia necessario un pescaggio operativo minimo superiore a 130 m. Pertanto, questa configurazione non è considerata compatibile con il presente sito, che ha una profondità minima dell'acqua di 115 m;
- la configurazione semisommersibile è pienamente compatibile con la profondità dell'acqua del sito considerato: come si può vedere in Tabella 20, il semisommersibile ha una profondità minima richiesta di 40 m per l'aerogeneratore da 9,5 MW. Anche aumentando la dimensione dell'aerogeneratore (a 15 MW), a causa del meccanismo di stabilizzazione utilizzato (Figura 9), la piattaforma aumenterà in larghezza, ma non necessariamente in pescaggio, in modo che la profondità minima richiesta non cambi: ciò può essere osservato anche nella Tabella 20, dove i tre progetti WindFloat hanno la stessa profondità operativa minima nonostante il fatto che la potenza nominale sia diversa.



Figura 11: (a sinistra) semisommersibile di Principle Power⁴, (a destra) Hywind spar⁵

Tabella 20: T eoliche offshore galleggianti con TRL ≥ 6 , classificate per TRL (secondo la Tabella 19). Adattato da www.QuestFWE.com, dati aprile 2023

Designer	Nome del design	TRL	MW max	Classificazione (stabilizzato da)	Pescaggio	Min oper. profondità	Parchi eolici offshore che stanno considerando questa configurazione
Principle Power	WindFloat	7	2	Figura di galleggiamento (Semisub)	14	40	
Equinor	Hywind II	9	10	Zavorra (spar)	78	100	Hywind Scotland, Juan Grande
Equinor	Hywind III	9	10		90	130	Hywind Tampen
Principle Power	WindFloat	9	10	Figura di galleggiamento (Semisub)	18	40	WindFloat Atlantic, Kincardine Tranche 2, Dolphyn Hydrogen Demonstrator, Erebus, Gofio, Ocean Winds Ph1, Cabildo, Alisio, Colombino, Sahariano, Ocean Winds Ph2, Ocean Winds Ph3, Dylan, Myrrdin, CatWind, GalWind, AlWind, Taranaki, Dylan (Dolphyn) 4GW, Myrrdin (Dolphyn) 1GW, Waikato
Principle Power	WindFloat	9	9		18	40	EFGL Leucate, Emerald Ph I, Korean Floating Wind A, Progression, WindFloat Fukushima, Emerald Ph II, Korean Floating Wind B, Sinclair, Scaraben, Ocean Winds East, Korean Floating Wind C, Emerald Ph III, Valorous, Odra Energia, East of Shetland NE1 - Ocean Winds, Western Star Ph 2, Western Star, Skidbladner (Sea Sapphire), Herkules (Sea Sapphire), East of Shetland NE1 - Arven

5.3 Configurazione selezionata

Sulla base delle considerazioni precedenti, riassunte nella Tabella 20, la configurazione selezionata è la **semisommersibile** stabilizzata da figura di galleggiamento.

⁴ by Untrakdrover - Own work, CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=22868578>

⁵ Ole Jørgen Bratland / © Equinor

Tabella 21: Criteri di selezione VS Configurazioni

Classificazione	Criteri di selezione	
	TRL \geq 7	Minimo pescaggio operativo VS profondità acqua
Stabilizzato da figura di galleggiamento (semisommersibile) 	 La configurazione semisommersibile ha raggiunto TRL 9	 Anche considerando la maggiore altezza del mozzo e la spinta aerodinamica dell'aerogeneratore da 15 MW, questa piattaforma scala principalmente in larghezza, non in pescaggio, quindi è ragionevole ipotizzare una profondità minima richiesta di circa 40 m anche per una versione da 15 MW.
Stabilizzata da zavorra (SPAR) 	 La configurazione Spar ha raggiunto TRL 9	 Il progetto Hywind Tampen, composto da 11 turbine eoliche da 8,6 MW, ha una profondità minima richiesta di circa 130 m. Con l'aerogeneratore da 15 MW (momento inclinante più elevato), il pescaggio minimo operativo aumenterebbe (e anche la profondità minima richiesta), diventando non compatibile con questo sito.

6 Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 1

Viene eseguito un dimensionamento preliminare della configurazione selezionata, per l'aerogeneratore e il sito specificati, adottando un modello dinamico lineare, nel dominio della frequenza e accoppiato aero-idro. L'obiettivo è quello di ottenere una stima preliminare delle dimensioni principali della configurazione della struttura di supporto FOWT scelta in precedenza.

6.1 Metodologia

A questo livello di analisi, il progetto di supporto flottante selezionato, ovvero il semi-sommersibile, è pre-dimensionato secondo una serie di requisiti e vincoli.

Sulla base di [14] sono state adottate le seguenti misure:

- Parametrizzazione della configurazione
- Risposta statica: requisiti e vincoli
- Risposta dinamica: requisiti e vincoli
- Stima approssimativa dei costi

6.1.1 Parametrizzazione della configurazione

Il semi-sommersibile è stato parametrizzato considerando le principali caratteristiche geometriche come illustrato in Figura 12.

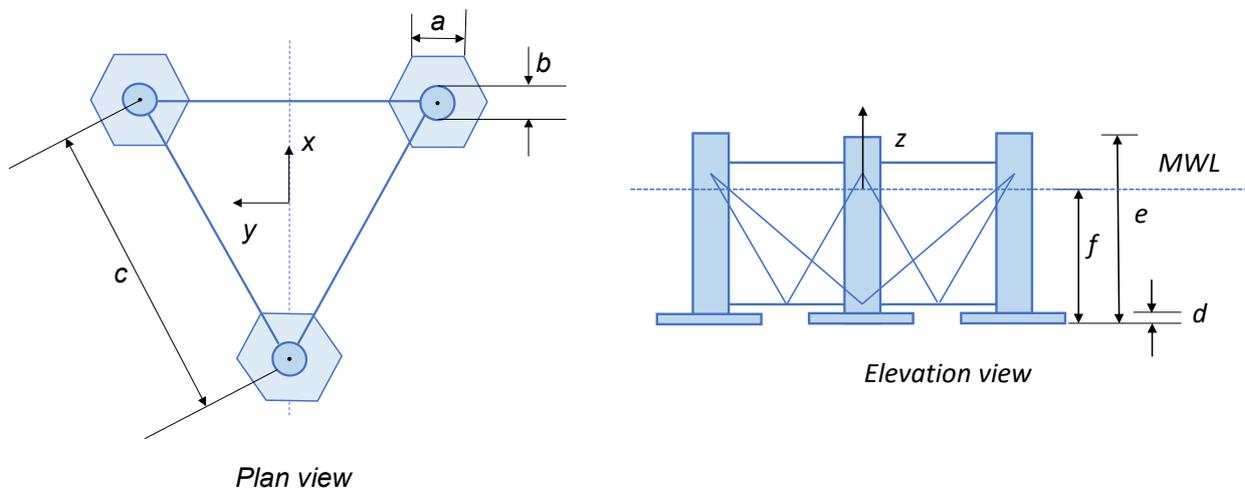


Figura 12: Illustrazione delle principali caratteristiche geometriche del semi-sommersibile

Quindi, è stata eseguita una variazione sistematica dei parametri di progettazione su un intervallo pertinente per identificare la configurazione che soddisfa i requisiti e i vincoli specificati, minimizzando la quantità di materiale utilizzato.

6.1.2 Risposta statica: requisiti e vincoli

Ciascuno dei candidati alla progettazione semisommersibile è stato valutato preliminarmente in base alla seguente serie di requisiti e vincoli di risposta statica:

- Galleggiabilità. La somma del peso totale della piattaforma composto dalla massa di acciaio dello scafo (sottostruttura galleggiante), zavorra, torre e RNA, più l'effetto della componente verticale della forza di

ormeggio totale è uguale alla forza di galleggiamento totale fornita dal volume sommerso della piattaforma. In termini pratici, significa che l'equilibrio statico del sistema è garantito.

- Stabilità a nave integra. In questa fase concettuale/preliminare, sono stati rispettati i requisiti di stabilità a nave integra delineati nella norma DNV-ST-0119 "Floating wind turbine structures" [15]. Secondo tale norma, poiché il FOWT è un sistema senza equipaggio, non è obbligatorio considerare la stabilità a nave danneggiata, che quindi non è qui considerata. Il momento inclinante è stato calcolato alla velocità nominale del vento, includendo sia il contributo della forza aerodinamica di spinta che agisce sul rotore sia la forza aerodinamica di resistenza che agisce sulla torre.
- Angolo di inclinazione medio (massimo) alla velocità nominale del vento. Non esiste una regola standard per l'angolo di inclinazione medio massimo (indotto principalmente dalla forza di spinta che agisce sul rotore). Questo è di solito un requisito imposto dall'OEM della turbina eolica, ma può cambiare da produttore a produttore. Quindi, sulla base della letteratura disponibile [16], come angolo massimo statico (cioè medio) è stato considerato un angolo di inclinazione, $\theta_{S,max}$ di circa 6 gradi, ed è stato ipotizzato un angolo di inclinazione totale massimo θ di 10 gradi, pari alla somma dell'angolo statico più l'ampiezza dell'angolo di oscillazione dinamica θ_D , in beccheggio, a causa dei carichi d'onda.
- Bordo libero minimo e pescaggio minimo. È stata imposta una distanza verticale minima tra la superficie del mare e il ponte, per evitare il fenomeno "green water" e un pescaggio minimo per evitare "slamming", in base alle condizioni d'onda locali. Come descritto nella sezione 3.2.3.2 e nella Tabella 13, l'altezza d'onda significativa del periodo di ritorno a 50 anni è di 7,31 m, pertanto, lasciando un margine di sicurezza, è stato considerato un bordo libero minimo e un pescaggio minimo di 10 m. Altri requisiti potrebbero imporre un pescaggio più ampio.

6.1.3 Risposta dinamica: requisiti e vincoli

Dal punto di vista della risposta dinamica, è stato adottato il seguente criterio:

- I periodi naturali del corpo rigido dell'intero sistema sono al di fuori dei periodi dei carichi di eccitazione.

In questa fase iniziale della progettazione, i periodi naturali del corpo rigido sono stimati con un approccio basato sulla frequenza. I carichi di eccitazione considerati sono:

- i carichi di onde idrodinamiche (al primo ordine),
- i carichi aerodinamici 1P e 3P,
- l'oscillazione dei carichi aerodinamici dovuta alla turbolenza del vento.

L'intervallo di frequenze dei carichi d'onda di 1° ordine è stimato assumendo uno spettro d'onda JONSWAP, sulla base delle condizioni descritte nella sezione 3.2.3.2. Gli spettri d'onda per condizioni operative e di onde estreme forniti nella Tabella 13 sono raffigurati nella Figura 13 e nella Figura 14.

La gamma di frequenze delle forze aerodinamiche 1P e 3P si basa sulla velocità di rotazione del rotore (5.0 RPM – 7.56 RPM).

Gli spettri della velocità del vento tipici considerati, che definiscono la gamma di frequenze legate alla turbolenza del vento, sono quelli indicati nella IEC61400-1, cioè lo spettro Kaimal. Questo tipo di spettro ha frequenze tipiche inferiori a 0,05Hz, cioè 0,314 rad/s – lontano dalle tipiche frequenze naturali di una piattaforma semisommersibile.

Pertanto, l'intervallo di frequenze da evitare è definito come l'intervallo tra le frequenze in cui l'intensità dello spettro d'onda è del 5% dell'intensità massima dello spettro d'onda, portando a un intervallo di **periodi da evitare** tra: 2,6 s < T < 14,5 s (o in termini di **frequenze** 0,43 rad/s < ω < 2,38 rad/s).

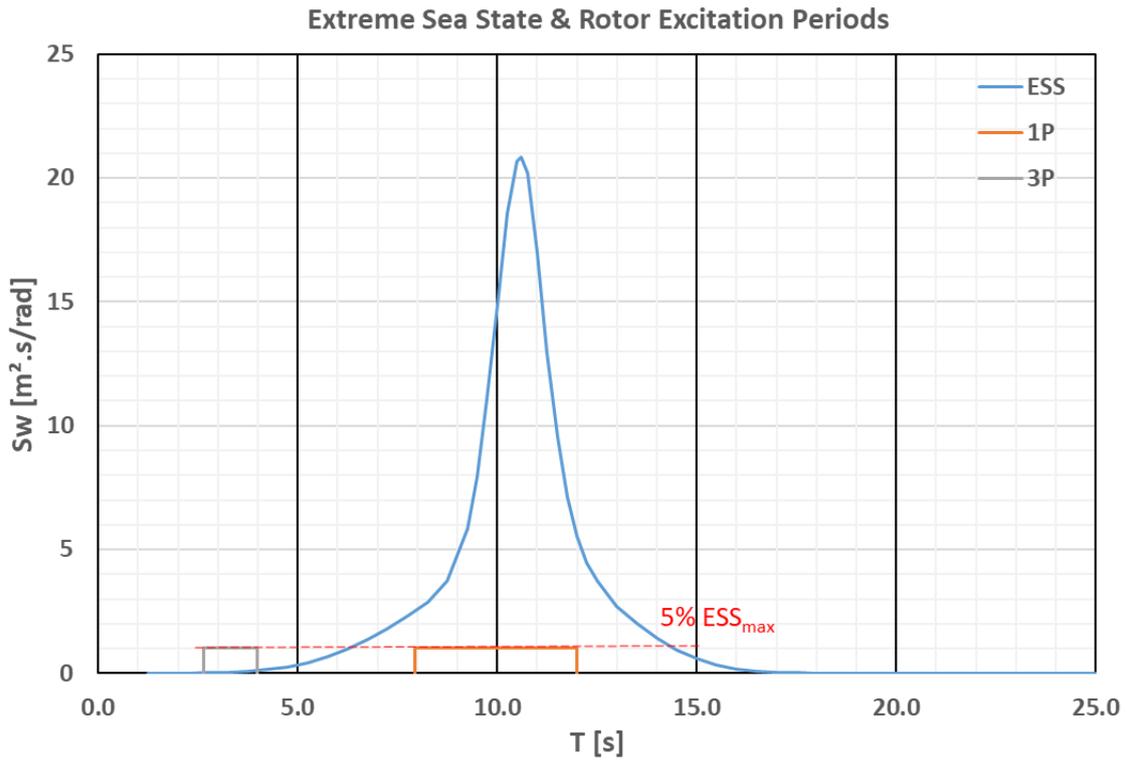


Figura 13: Spettro d'onda per lo stato estremo del mare e le gamme di frequenza 1P e 3P

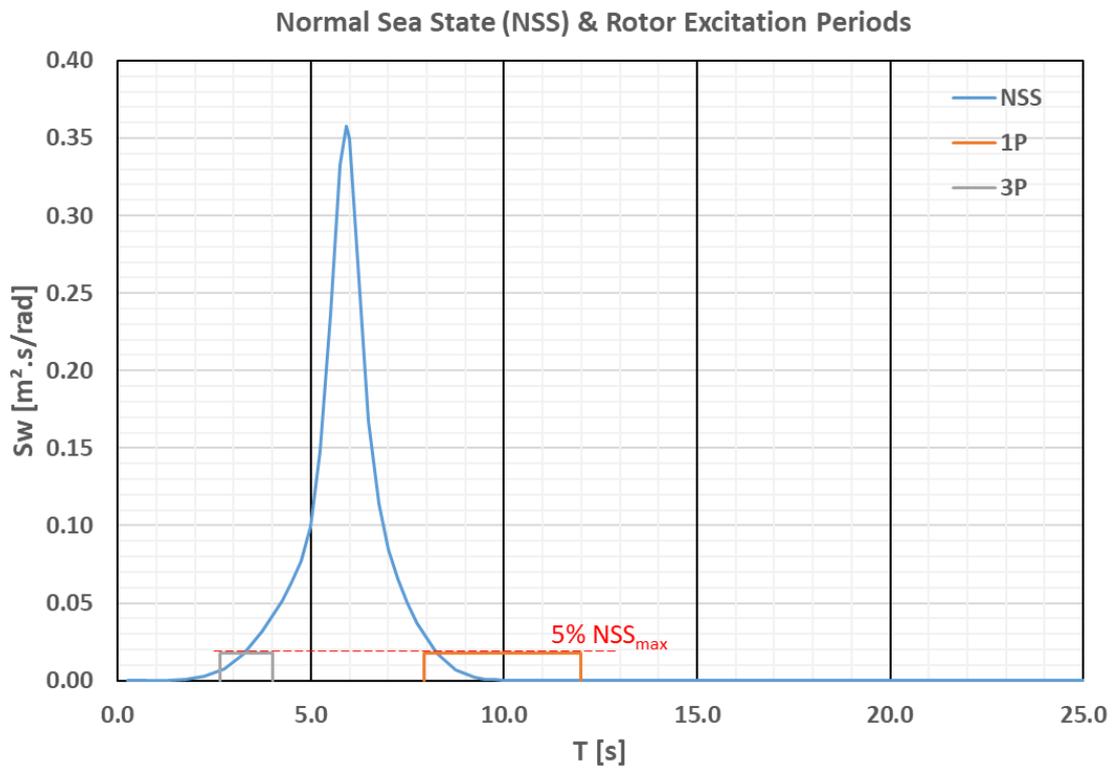


Figura 14: Spettro d'onda per lo stato normale del mare e le gamme di frequenza 1P e 3P

6.1.4 Stima approssimativa dei costi

Poiché, in questa fase, i dettagli disponibili non sono sufficienti per fare una stima accurata dei costi CAPEX, si è adottato un approccio "bill of material", vale a dire tonnellate di materiale necessario per la struttura di supporto, escludendo la torre, la navicella e il rotore (i cui costi sono considerati uguali per tutte le opzioni analizzate). Pertanto, la valutazione del costo è più che altro qualitativa, vale a dire importante per valutare le differenze della quantità (approssimativa) di acciaio della sottostruttura galleggiante delle opzioni esaminate.

6.1.5 Implementazione numerica

Per il dimensionamento preliminare è stato adottato un duplice approccio, per la verifica incrociata dei risultati.

Il primo approccio si basa su metodi basati sui principi primi, che implementano i pertinenti criteri di dimensionamento dell'architettura navale, insieme ai vincoli specificati nelle sezioni 6.1.1, 6.1.2 e 6.1.3, e stimano la massa strutturale totale della sottostruttura in 6.1.4, in un foglio di calcolo. Questo foglio di calcolo è stato convalidato rispetto a un modello numerico sviluppato in MATLAB.

Il secondo approccio si basa sulla raccolta di informazioni sulle turbine eoliche galleggianti semisommergibili progettate da Principle Power (Figura 15).



Figura 15: Configurazione semisommergibile WindFloat da 2 MW [17] – la configurazione semisommergibile da 15 MW proposta in questo rapporto si basa su questa e su altre simili di dimensioni maggiori (vedere la sezione 6.2.1)

Questi progetti sono per potenze nominali delle turbine eoliche inferiori a 15 MW, pertanto sono stati opportunamente scalati e confrontati con i risultati ottenuti con il primo approccio di dimensionamento preliminare.

Per la stabilità a nave integra e l'angolo di inclinazione massimo, è stato utilizzato un software di analisi idrodinamica specializzato per calcolare l'equilibrio e il momento di raddrizzamento idrostatico.

Per i requisiti e i vincoli di risposta dinamica, è stato utilizzato un software specializzato per condurre un'analisi idrodinamica nel dominio della frequenza, utilizzando la teoria del flusso a potenziale (potential flow) per le parti di grande volume della struttura.

6.2 Caratteristiche principali della piattaforma galleggiante

Ispirato al concetto di galleggiamento WindFloat, è stato preso in considerazione un semisommersibile con tre colonne uniformemente distanziate con un angolo di 120°. La turbina eolica si trova sulla parte superiore di una delle colonne. Alla base delle colonne, viene considerata una "water entrapment plate" esagonale, con l'obiettivo di aumentare l'inerzia idrodinamica (massa aggiunta), in modo da aumentare i periodi naturali di sussulto e beccheggio della piattaforma galleggiante. Inoltre, si prevede che le "water entrapment plate" aumentino la resistenza viscosa (smorzamento), riducendo così la risposta dinamica della piattaforma (corpo rigido) nei sei gradi di libertà principali. Per ottenere il pescaggio richiesto, la zavorra d'acqua è stata distribuita all'interno delle colonne della piattaforma.

Dall'analisi parametrica è stato ottenuto il dimensionamento preliminare del semisommersibile, puntando alla massa minima di acciaio della piattaforma che soddisfi contemporaneamente i requisiti progettuali e i vincoli di cui ai punti 6.1.2 e 6.1.3. Le principali caratteristiche della piattaforma sono riportate in Tabella 22, prendendo come riferimento i parametri riportati in Figura 12.

Tabella 22: Principali caratteristiche della piattaforma galleggiante

Parametri	Unità	Valore	Note
a. lunghezza lato "water entrapment plate"	m	20.8	
b. diametro colonna	m	16.0	
c. distanza da centro a centro della colonna	m	90.0	
d. altezza della "water entrapment plate"	m	1.0	
e. altezza totale della colonna	m	30.0	OK: bordo libero (e-f) più grande del min richiesto
f. draft	m	20.0	OK: maggiore di min pescaggio
Dislocamento (volumetrico)	m ³	~13 600	
Massa di acciaio (compresi torre e RNA)	t	~5250	~ 350 t/MW
Angolo di inclinazione statico alla velocità nominale del vento	gradi	5.2	OK: inferiore ai 6 gradi

6.2.1 Note importanti

Le dimensioni preliminari della piattaforma (basate su metodi di principio primario) ottenute dal foglio di calcolo e dal codice MATLAB sono state confrontate con le configurazioni (scalate a 15MW) WindFloat di 2-MW e 6-MW Principle Power presentate nel "WindFloat Pacific OSW Project"⁶, e la configurazione di potenza di 8-MW

6

<https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjtpvjSttXwAhUOiFwKH>

Principale presentata per "WindFloat Pacific Project: Final Scientific and Technical Report (No. DE-EE0005987)"⁷.

In generale, è stato trovato un accordo ragionevole o buono dall'esercizio di ridimensionamento. Ad esempio, in quest'ultimo riferimento, si afferma che la massa specifica (tonnellate/MW di capacità) della piattaforma WindFloat è inferiore a 400 tonnellate/MW. Pertanto, il valore ottenuto qui (350 t/MW) può essere considerato di buon accordo, poiché non tiene conto dell'acciaio dei sistemi ausiliari (ad esempio, eliporto, passerelle, ecc.) e perché si prevede che questo valore sia inferiore per maggiori capacità di turbine eoliche.

D'altra parte, la distanza da colonna a colonna del progetto qui (90 m) sembra più grande del valore scalato in base alle configurazioni WindFloat. Il motivo può essere attribuito al sistema brevettato di assetto dello scafo (zavorra attiva) utilizzato nei progetti WindFloat. WindFloat si basa su un sistema che "distribuisce la zavorra d'acqua tra le tre colonne del WindFloat per compensare la spinta variabile della turbina dovuta a cambiamenti di bassa frequenza nella velocità e nella direzione del vento"⁹. Pertanto, l'assetto (angolo di inclinazione statico) indotto dalla velocità del vento nominale sull'aerogeneratore può essere diminuito (praticamente fino a zero) utilizzando questo sistema. Ciò consentirebbe di ridurre la distanza della colonna da centro a centro calcolata a un valore simile a quello ottenuto durante il ridimensionamento della piattaforma.

6.2.2 Stabilità a nave integra

È stato sviluppato un modello a pannelli del semisommersibile aumentato con elementi Morison per i componenti di piccolo volume della piattaforma (controventi), come illustrato nella Figura 16. Questo modello, insieme alla massa, al centro di massa e ai momenti di inerzia ottenuti dalla procedura di analisi preliminare del dimensionamento, è stato utilizzato per condurre l'analisi di stabilità a nave integra, derivando il momento di raddrizzamento e confrontandolo con la curva del momento inclinante del vento, come mostrato nella Figura 17.

Il rapporto tra l'area sotto la curva del momento raddrizzante (da 0 gradi alla seconda intercettazione) e l'area corrispondente sotto il momento inclinante del vento è 1,497, che è maggiore del valore di 1,3, specificato in [15] per le unità semisommersibili.

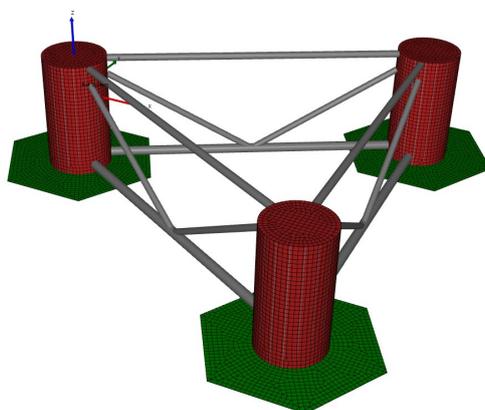


Figura 16: Modello a pannelli del semisommersibile. In rosso le colonne rappresentate come classici elementi a potenziale, in verde le piastre "water entrapment plate" rappresentate attraverso uno speciale elemento a potenziale adatto a pannelli molto sottili, e in grigio i controventi rappresentati con elementi Morison

[cOLA2UQFjAAegQIBRAD&url=https%3A%2F%2Fwww.boem.gov%2F2FNREL-WindFloat-Pacific-OSW-Project%2F&usq=AOvVaw3LDz5KATwpxqxEY6cyU_9u](https://www.boem.gov/2FNREL-WindFloat-Pacific-OSW-Project%2F&usq=AOvVaw3LDz5KATwpxqxEY6cyU_9u), retrieved 16 June 2023.

⁷ <https://www.osti.gov/biblio/1339449-windfloat-pacific-project-final-scientific-technical-report>, retrieved 16 June 2023.

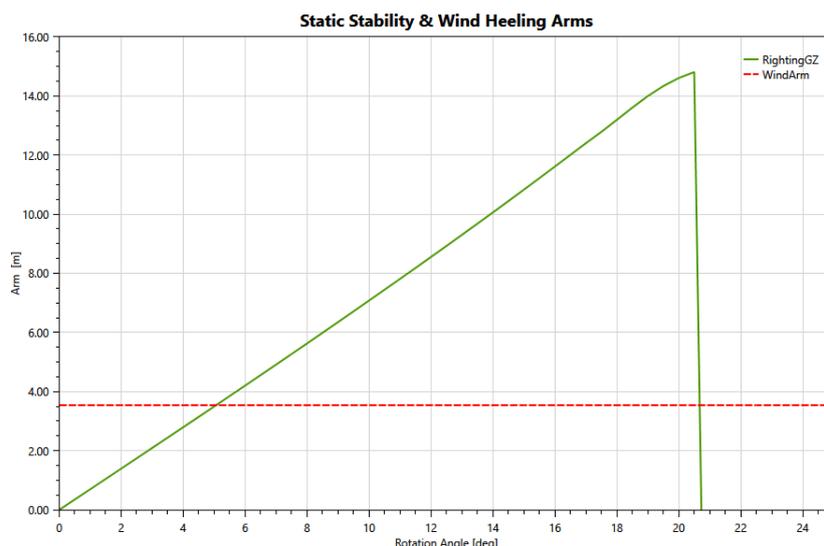


Figura 17: Curva di stabilità statica per il semisommersibile per azimut 0°

6.2.3 Analisi della risposta dinamica globale

Il modello a pannelli utilizzato per l'analisi di stabilità intatta è stato utilizzato anche per condurre l'analisi idrodinamica nel dominio della frequenza a potenziale per stimare i periodi naturali della piattaforma semisommersibile, in base operatori di ampiezza di risposta (RAO). La Tabella 23 mostra i periodi naturali di sussulto, rollio e beccheggio a corpo rigido.

Tabella 23: Periodi naturali di sussulto, rollio e beccheggio a corpo rigido (sulla base dell'analisi frequenza-dominio)

Grado di libertà	Periodo naturale [s]	Note
Grado di libertà	21.0	OK: al di fuori dei periodi delle forze di eccitazione
Rollio	30.0	OK: al di fuori dei periodi delle forze di eccitazione
Beccheggio	30.0	OK: al di fuori dei periodi delle forze di eccitazione

7 Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 2

Il concetto più adatto individuato nell'analisi di livello 1 viene affinato, adottando approcci di modellazione più avanzati e più accurati (modello di dinamica accoppiata aero-idro-servo-elastica non lineare, nel dominio del tempo).

Ciò consentirà la conferma e/o il perfezionamento delle principali caratteristiche preliminari della sottostruttura galleggiante definite nell'analisi di livello 1. Inoltre, in questa sezione è inclusa la progettazione preliminare del sistema di ormeggio e la sua analisi utilizzando il modello di dinamica accoppiata aero-idro-servo-elastica sviluppato, considerando le condizioni di carico basate sui DLC IEC61400-3-2 1.4, 1.6 e 6.1.

7.1 Metodologia

L'obiettivo principale dell'analisi nel dominio del tempo è di valutare la risposta aero-idro-servo-elastica della piattaforma ai carichi del vento e delle onde, comprese le forze non lineari (che non possono essere rappresentate dall'approccio nel dominio della frequenza), per tutte le condizioni di carico.

Prima dell'analisi nel dominio del tempo, è stato progettato un sistema di ormeggio per mantenere la piattaforma semisommersibile in posizione, secondo i seguenti criteri:

- lo spostamento orizzontale massimo (abbrivio e deriva) deve essere inferiore al 10% della profondità dell'acqua (ad esempio, per evitare danni al cavo elettrico), vale a dire inferiore a 15 m;
- il carico di picco nelle linee di ormeggio non deve superare un valore massimo consentito specificato, corrispondente al MBL diviso per un fattore di sicurezza 1,67, cioè ~60% del MBL [18].

Il sistema di ormeggio è descritto nella sezione 7.2.

Successivamente, il sistema di ormeggio qui definito e i modelli idrodinamici della sottostruttura sviluppati nella sezione 6.2, sono implementati numericamente nel modello dinamico accoppiato aero-idro-servo-elastico OpenFAST, per calcolare la risposta dinamica della piattaforma considerando l'aerodinamica, l'idrodinamica, la strategia di controllo e gli aspetti di dinamica strutturale.⁸

In particolare, si quantificano il movimento della piattaforma e le forze di tensione della linea di ormeggio, per verificare che rientrino nei limiti sopra menzionati, per tutti i DLC definiti nella sezione 3.2.3. Le analisi nel dominio del tempo condotte e i loro risultati sono descritti nella sezione 0.

Infine, per ciascun DLC considerato, sono stati considerati il valore minimo, massimo, medio e la deviazione standard della tensione orizzontale e verticale a livello di ancoraggio, per ciascun ancoraggio, e le tensioni orizzontali e verticali complessive (in tutti i DLC) massime sono state considerate per la progettazione degli ancoraggi a palo, presentata nella sezione 7.4.

⁸ <https://www.nrel.gov/wind/nwtc/openfast.html>

7.2 Sistema di ormeggio

7.2.1 Configurazione

Per i sistemi FOWT si adottano tipicamente tre configurazioni di ormeggio:

- Sistemi di ormeggio a catenaria: parte della linea di ormeggio è adagiata sul fondo del mare in posizione di equilibrio statico. Il peso della linea fa assumere alla stessa una forma a catenaria, e il cambiamento della lunghezza della catena sospesa a seguito del movimento della struttura offshore genera le forze di ripristino necessarie in abbrivio, deriva e imbardata. Gli ancoraggi non subiscono mai carichi verticali.
- Sistemi di ormeggio taut: nessuna parte della linea di ormeggio giace sul fondo del mare in posizione di equilibrio statico, con la linea tesa dall'ancoraggio sul fondo del mare al passacavo sul galleggiante. Le forze di ripristino sono generate dal cambiamento di tensione nelle linee. Gli ancoraggi sono progettati per sostenere carichi verticali (oltre che orizzontali).
- Sistemi di ormeggio semi-taut: un ibrido tra le due soluzioni precedenti, in cui parte della linea è tesa (tipicamente in fibra poliestere o simile) e parte assume una forma catenaria (tipicamente una catena). Gli ancoraggi possono subire carichi verticali, ma in misura minore rispetto ai sistemi di ormeggio taut.

In fase di progettazione preliminare, la scelta della configurazione del sistema di ormeggio più idoneo è dettata principalmente dalla profondità dell'acqua, come mostrato in Tabella 24.

Tabella 24: Configurazione di ormeggio VS profondità dell'acqua (adattato da [19])

Configurazione	Adatto a
Catenarie	Profondità medio-basse
Semi-taut	Profondità medie
Taut	Acque profonde

Come riportato nella sezione 3.2.1, la profondità media dell'acqua è di circa 150 m, con un massimo di 200 m. Questo intervallo di acqua è di transizione tra profondità considerate basse e medie e può essere adatto per una catenaria o una configurazione di ormeggio semi-taut. Nella presente, è stata scelta una configurazione semi-taut, più vicina a una configurazione catenaria poiché la lunghezza del segmento di poliestere è limitata rispetto alla lunghezza della catena, come mostrato nella Tabella 25.

Questo è il risultato finale di una serie di configurazioni di ormeggio valutate, cercando di ridurre al minimo la distanza tra il centro della piattaforma e i punti di ancoraggio, nonché la quantità di lunghezza della catena, mantenendo lo spostamento orizzontale massimo a meno del 10% della profondità dell'acqua. La configurazione di ormeggio finale è illustrata nella Figura 18, nella Figura 19 e nella Figura 20, ed è descritta più dettagliatamente nella Tabella 25.

È possibile vedere come l'angolo orizzontale tra le linee sia di 60 gradi (Figura 18) per garantire una risposta più simmetrica ai carichi ambientali provenienti da tutte le direzioni.

Tabella 25: Configurazione della linea di ormeggio

Parametro	Unità	Valore
Tipo di sistema di ormeggio	-	Semi-taut
Profondità ancoraggio	m	150
Profondità passacavo	m	20
Numero di linee	-	6
Segmenti per linea	-	3 (catena – poliestere – catena)
Tipo segmento 1 (e 3)	-	Catena a maglie R3S
Diametro nominale segmento catena	m	0.220
Massa/lunghezza segmento catena (a secco)	kg/m	315
Resistenza alla rottura del segmento catena	kN	12335
Rigidezza assiale segmento catena	kN	1.452E+06
Tipo segmento 2	-	Corda in fibra di poliestere
Diametro nominale segmento in poliestere	m	0.195
Massa/lunghezza segmento in poliestere (secco)	kg/m	26
Carico di rottura del segmento in poliestere	kN	12522
Rigidità assiale segmento in poliestere	kN	2.983E+05
Lunghezza della linea (non allungata) (da passacavo ad ancoraggio)	m	10 m (catena), 60,8 m (poliestere), 456 m (catena)

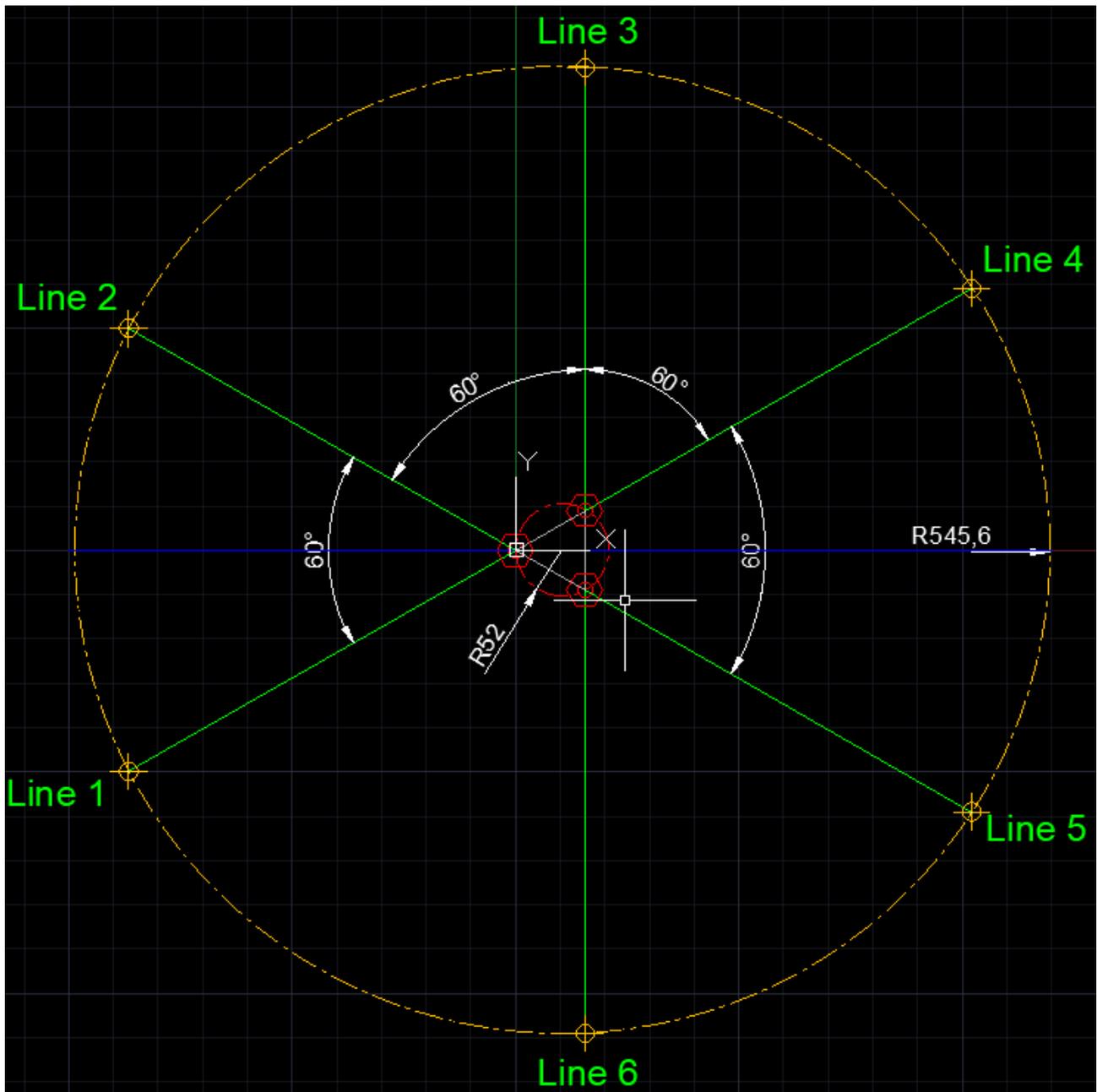


Figura 18: Vista dall'alto (piano x-y) della configurazione di ormeggio finale. In rosso la sottostruttura flottante tre colonne principali. In verde le 6 linee di ormeggio. Le colonne sono distanti 52 m dal baricentro della piattaforma, e gli ancoraggi sono posizionati a un raggio di 545,6 m dal baricentro della piattaforma

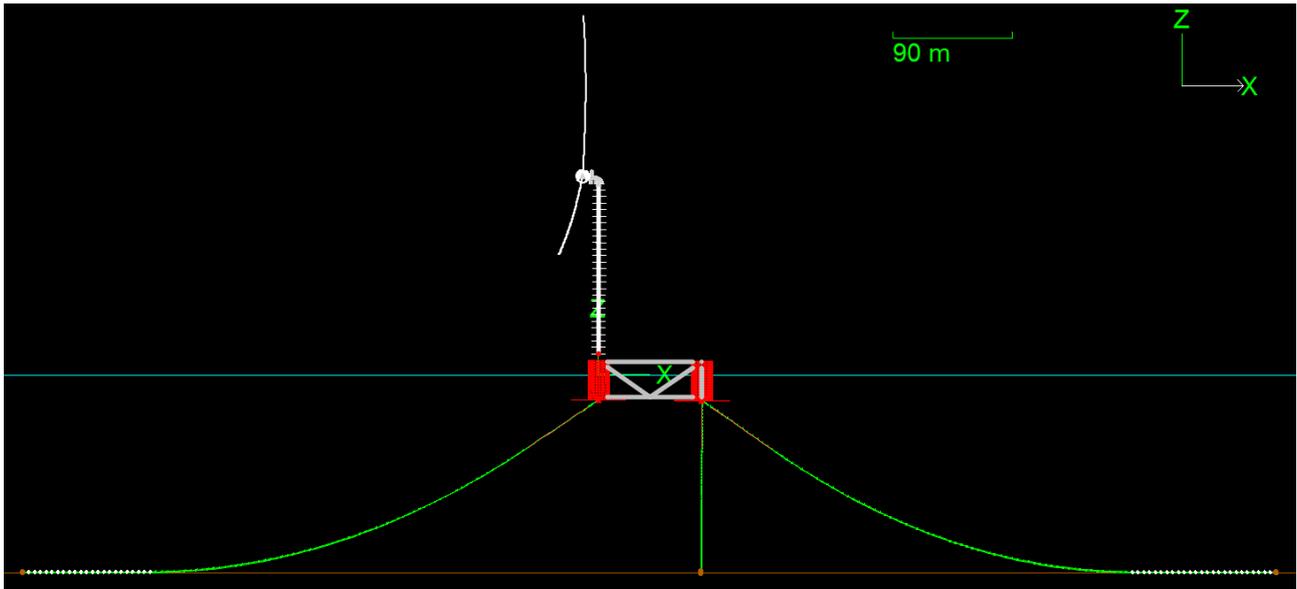


Figura 19: Vista laterale (piano x-z) dell'impianto eolico galleggiante con linea di ormeggio (piano x-z)

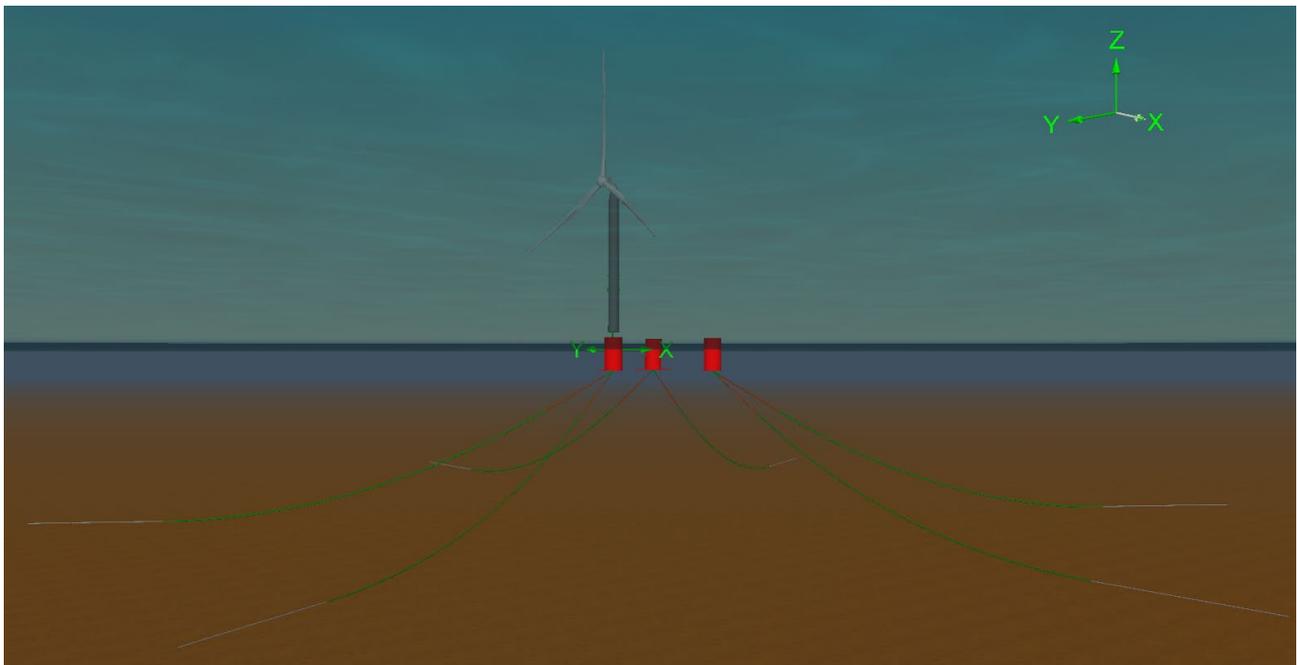


Figura 20: Rappresentazione 3D della turbina eolica galleggiante: rotore in bianco, torre in grigio, sottostruttura eolica galleggiante semisommersibile in rosso e linee di ormeggio in verde

7.3 Analisi nel dominio del tempo

7.3.1 DLC 1.4

A causa della simmetria della piattaforma, sono state condotte solo le simulazioni per le seguenti direzioni del vento/onda, come mostrato anche nell'Appendice A:

- Direzione del vento (all'inizio della simulazione – poi cambio di direzione a causa della raffica): 0, 30, 60, 90, 120, 150, 180 gradi.
- Direzione dell'onda: co-lineare con la direzione iniziale del vento.

I risultati presentati sono le medie di tre realizzazioni (3 semi).

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per l'insieme completo di valori numerici e grafici, si prega di fare riferimento al foglio di calcolo:

“KE3637_ParametricExcel_Summary_1_4_PtfmSym_3seeds_TABLE.xlsx”:

- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 21
- Tensione al passacavo, in percentuale del MBL [%] – Figura 22
- Tensione all'ancora, in Newton [N] – Figura 23
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 24
- Tensione all'ancora, componente x, in [N] – Figura 25
- Tensione all'ancora, componente y, in [N] – Figura 26
- Tensione all'ancora, componente z, in [N] – Figura 27
- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [deg] – Figura 28

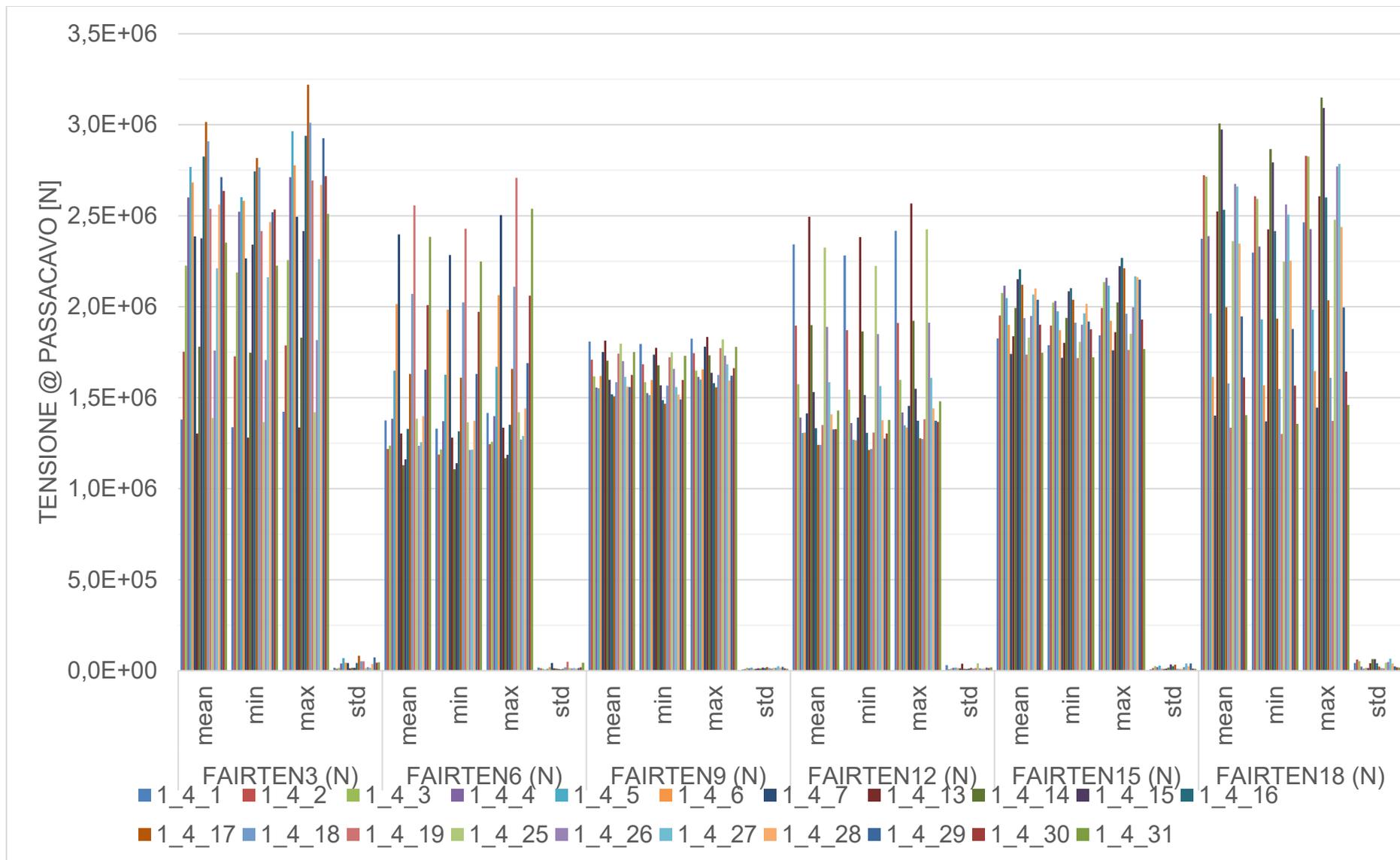


Figura 21: DLC1.4, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6

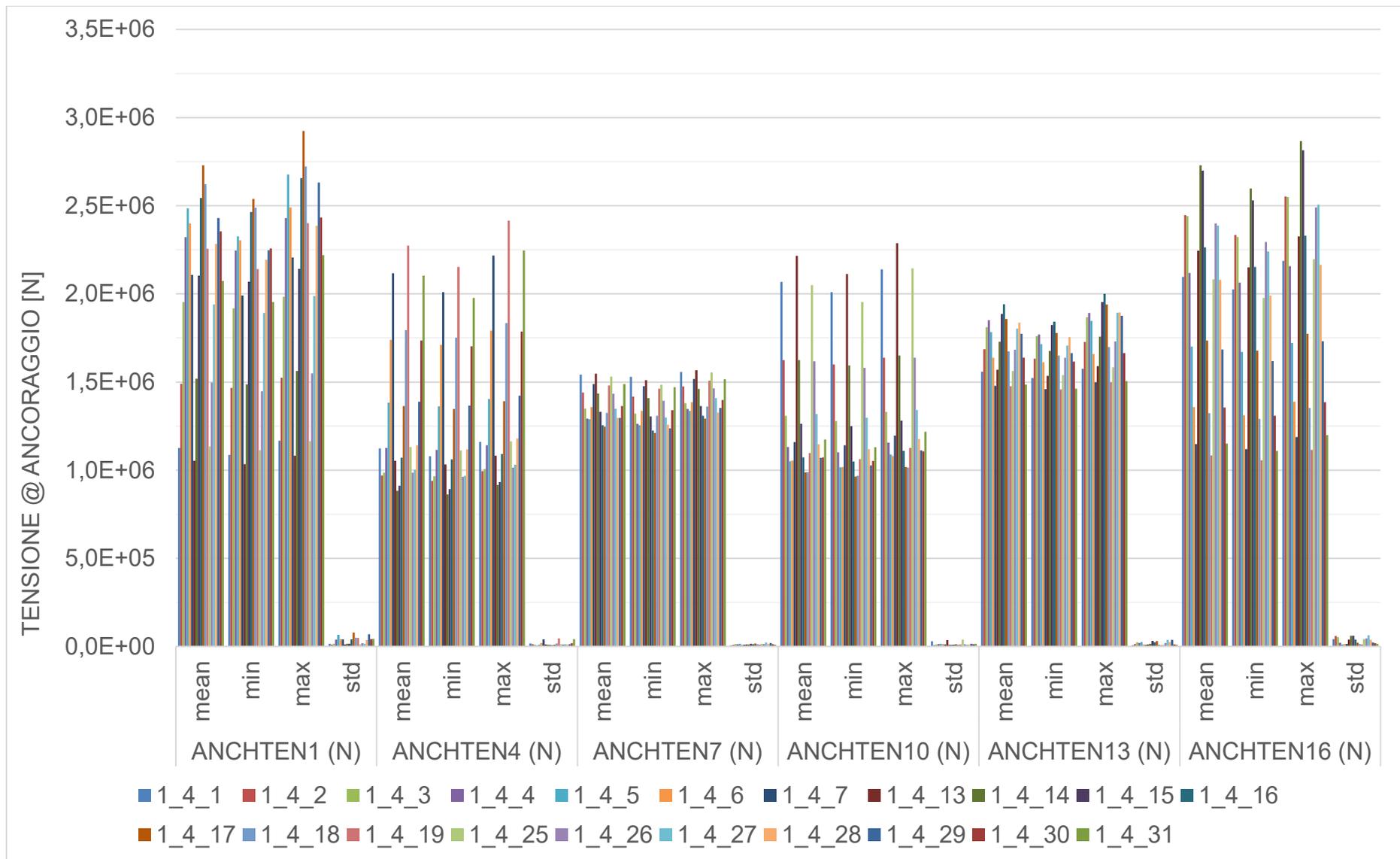


Figura 23: DLC1.4, tensione all'ancora: media, minima, massima, deviazione standard. ANCHTEN1,4,7,10,13,16 = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6

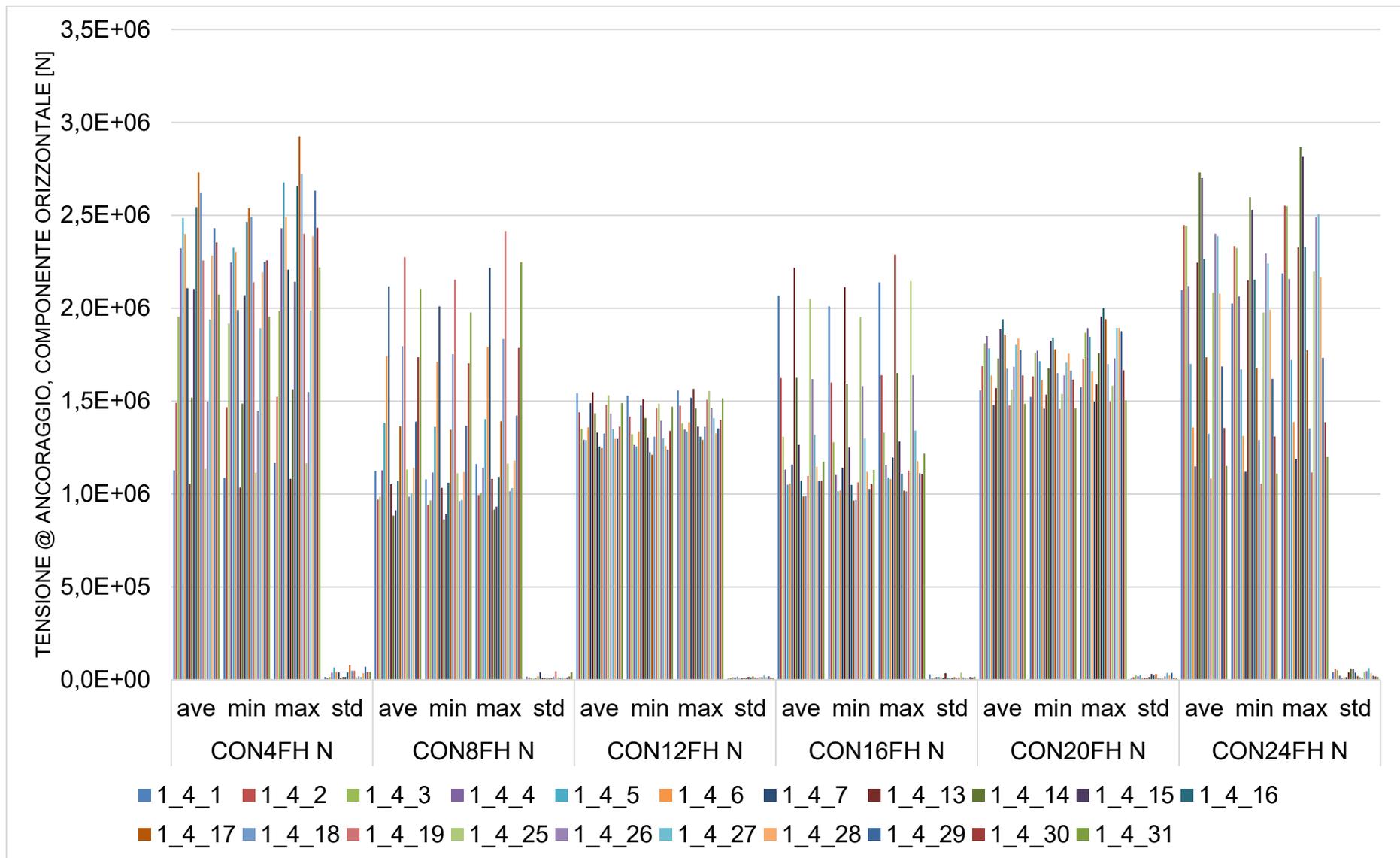


Figura 24: DLC1.4, TENSIONE all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. ANCHTEN1,4,7,10,13,16 = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6

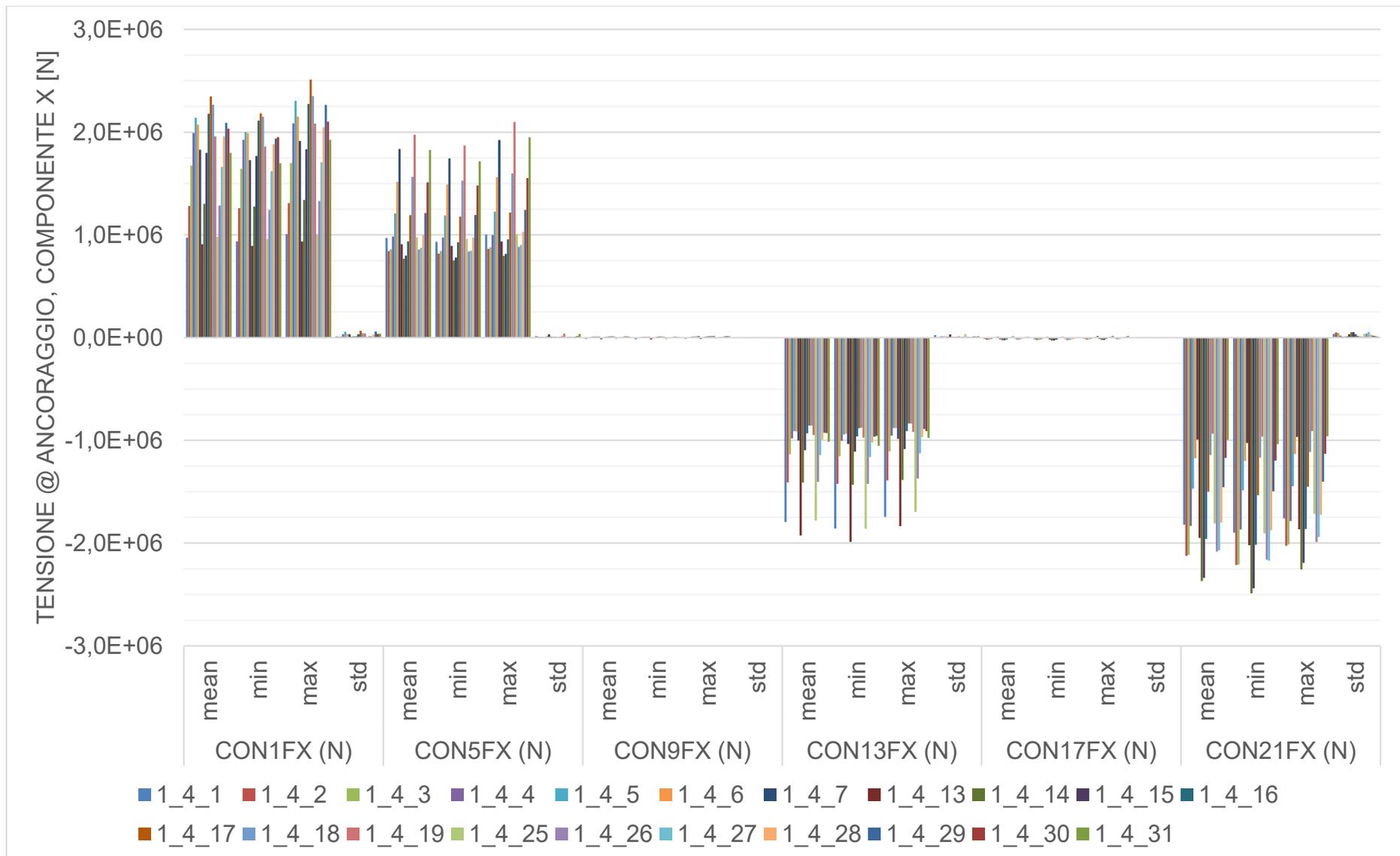


Figura 25: DLC1.4, tensione a livello dell'ancora, **x COMPONENTE** [N]: media, minima, massima, deviazione standard. **CONnFX**, con $n=1,5,9,13,17,21$ = tensione all'ancora della linea di ormeggio 1,2,3,4,5,6

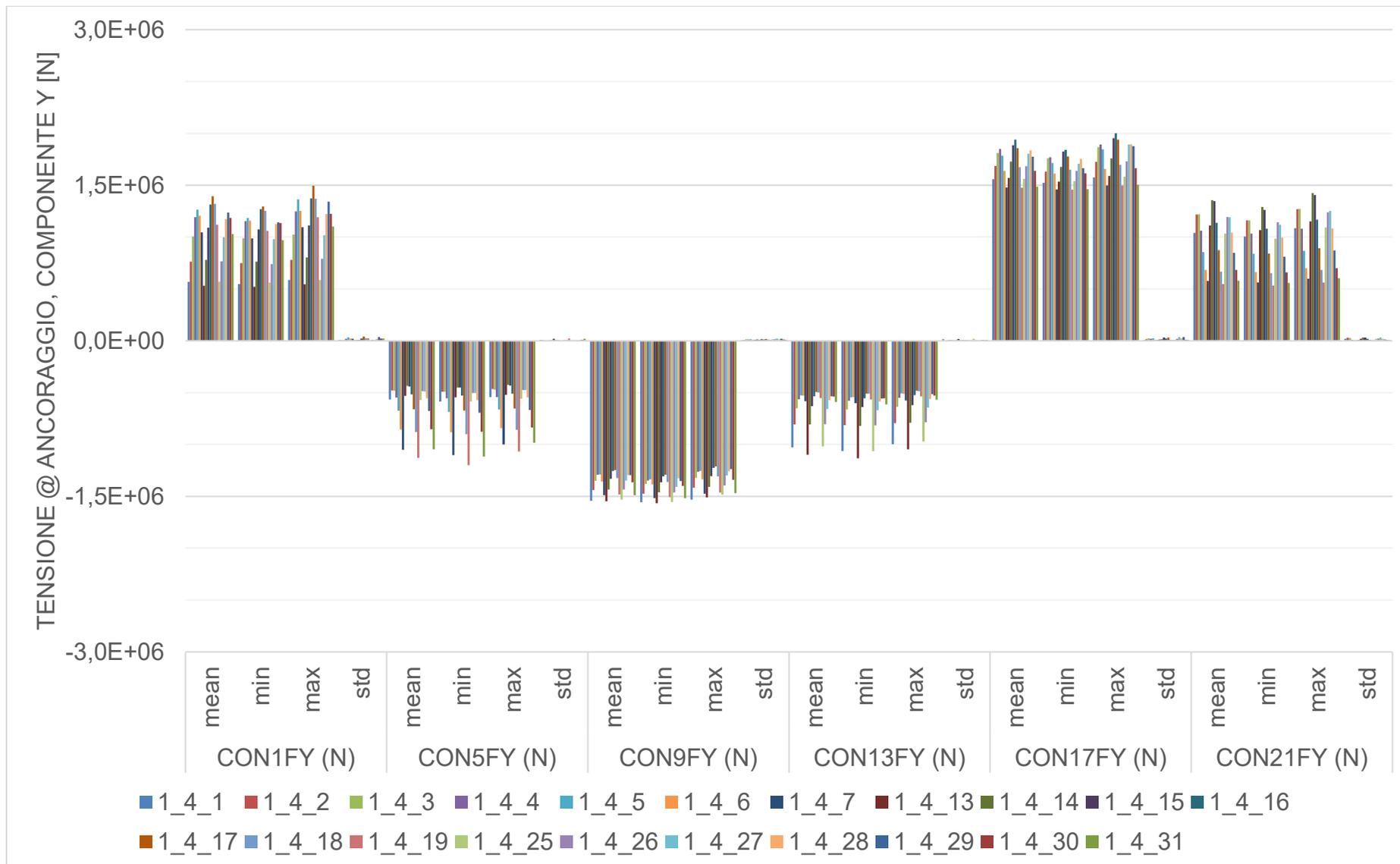


Figura 26: DLC1.4, tensione a livello dell'ancora, **COMPONENTE y [N]**: media, minima, massima, deviazione standard. **CONnFY**, con n=1,5,9,13,17,21=tensione all'ancora della linea di ormeggio 1,2,3,4,5,6

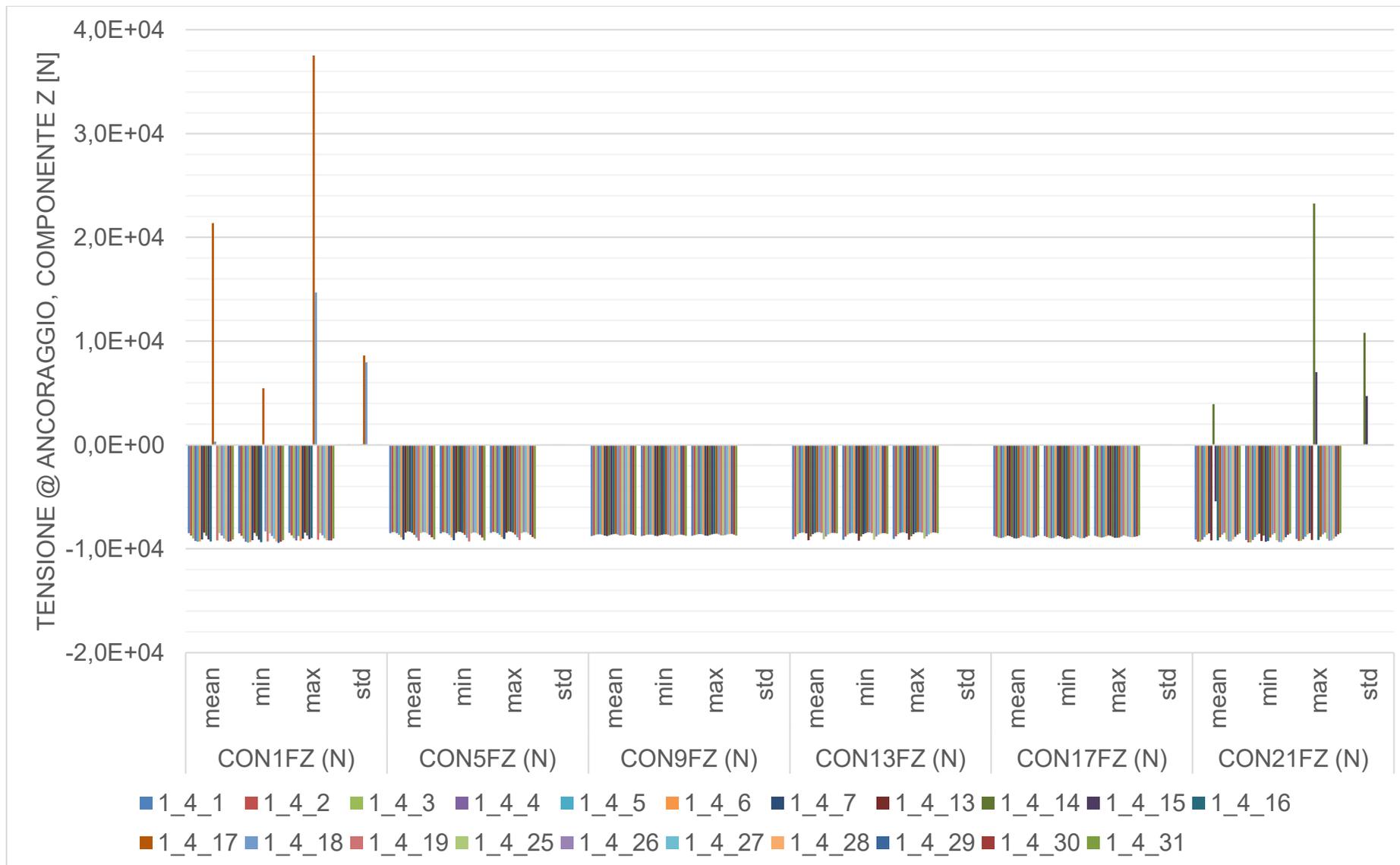


Figura 27: DLC1.4, tensione a livello dell'ancora, **COMPONENTE z** [N]: media, minima, massima, deviazione standard. **CONnFZ**, con n=1,5,9,13,17,21 = tensione all'ancora della linea di ormeggio 1,2,3,4,5,6

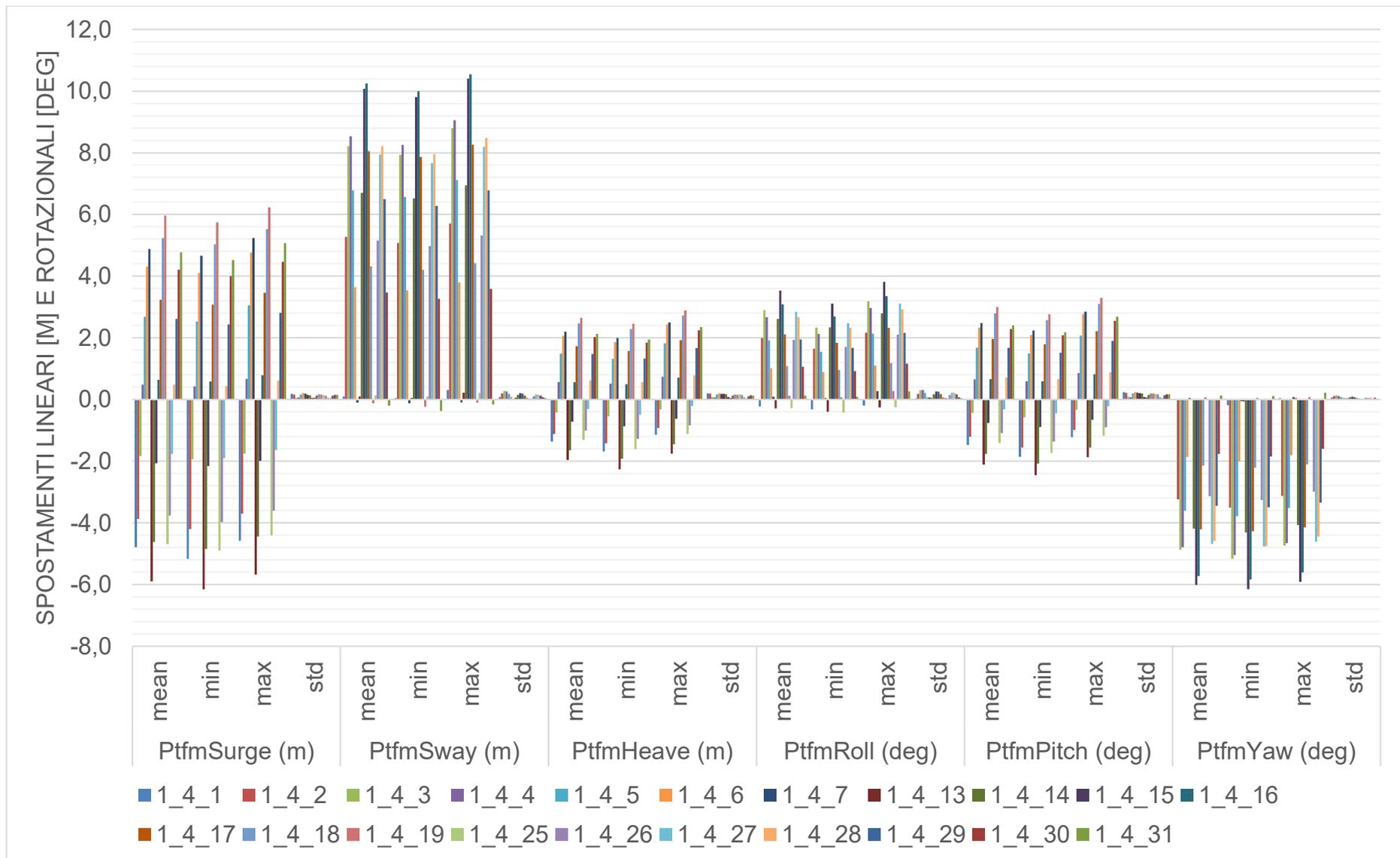


Figura 28: DLC1.4, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma

7.3.2 DLC 1.6

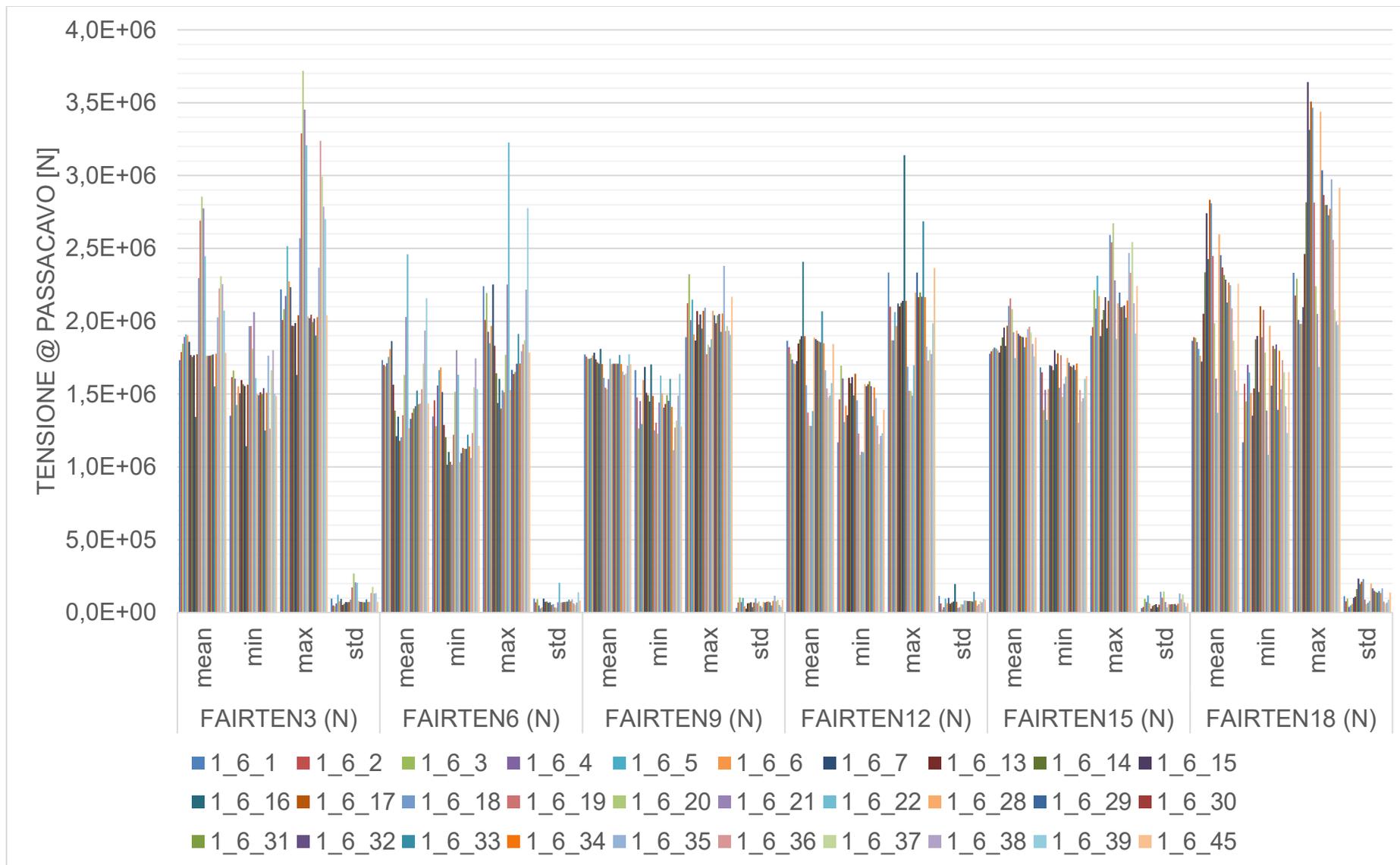
A causa della simmetria della piattaforma, sono state condotte solo le simulazioni per le seguenti direzioni del vento/onda, come mostrato anche nell'Appendice A:

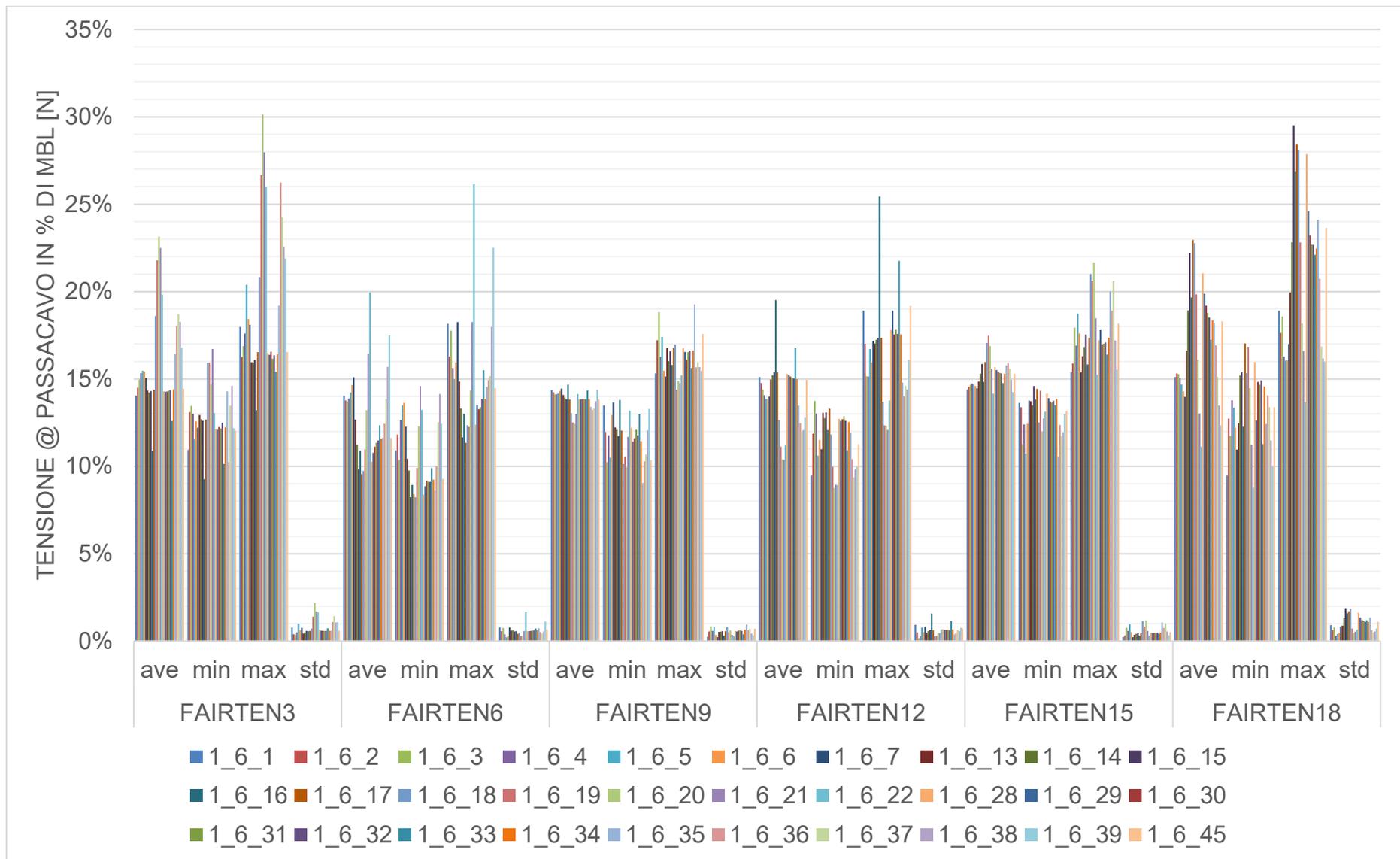
- Direzione del vento: co-lineare con la direzione dell'onda.
- Direzione dell'onda: 0, 30, 60, 90, 120, 150, 180 gradi per 3 m/s, 10,59 m/s e 23 m/s. DLC1.6 richiede solo una direzione da controllare, corrispondente alla direzione peggiore per il parametro di interesse. Per 3 m/s, 10,59 m/s e 23 m/s, una direzione d'onda di 150 gradi è quella che dà, in tutti i casi considerati, la tensione più alta nella linea. Pertanto, per le altre velocità del vento, viene controllata solo questa direzione.

I risultati presentati sono le medie di tre realizzazioni (3 semi).

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per l'insieme completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo "KE3637_ParametricExcel_Summary_1_6_PtfmSym_3seeds_TABLE.xlsx":

- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 29
- Tensione al passacavo, in percentuale del MBL [%] – Figura 30
- Tensione all'ancora, in Newton [N] – Figura 31
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 32
- Tensione all'ancora, componente x, in [N] – Figura 33
- Tensione all'ancora, componente y, in [N] – Figura 34
- Tensione all'ancora, componente z, in [N] – Figura 35
- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [deg] – Figura 36





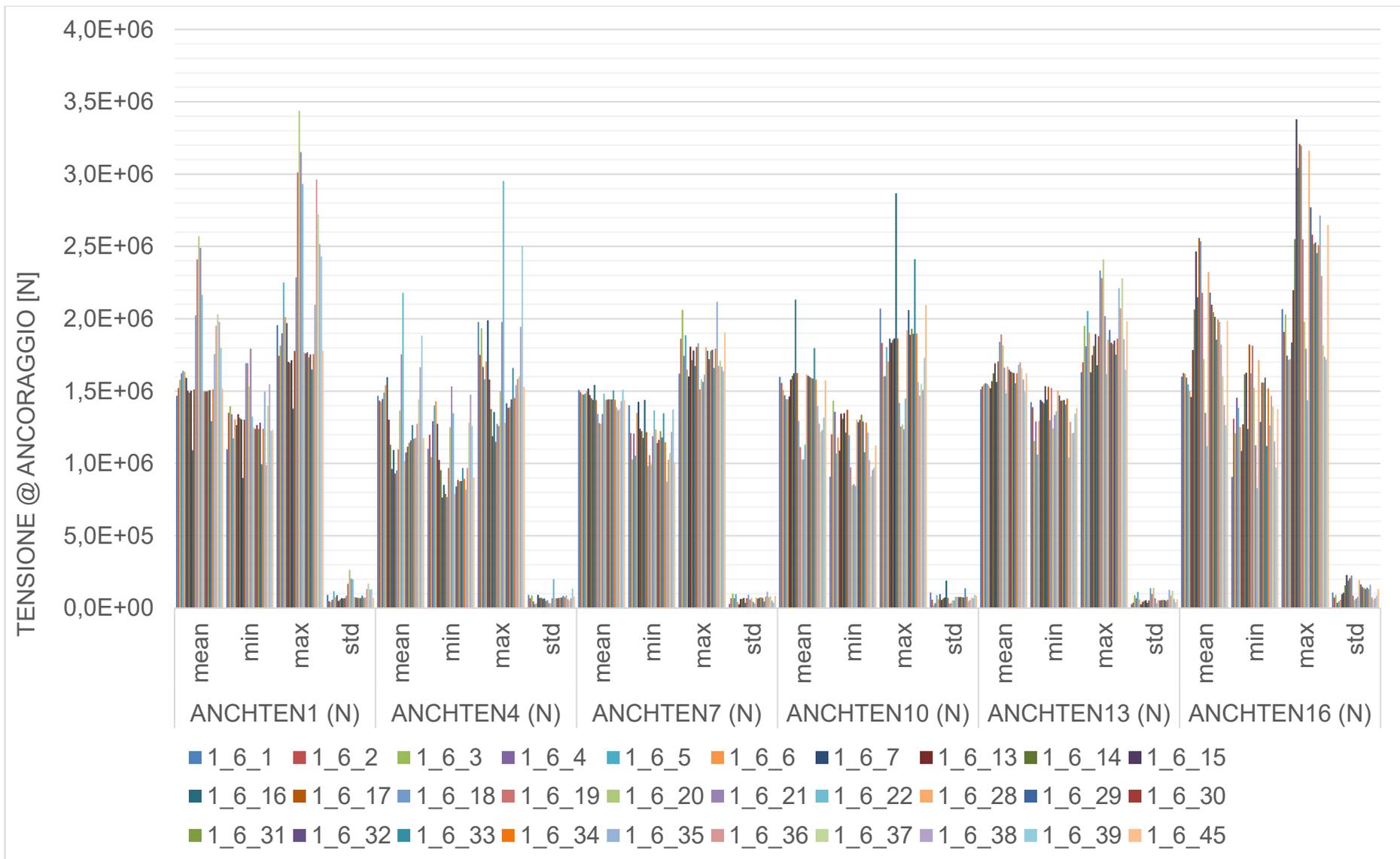


Figura 31: DLC1.6, tensione all'ancora: media, minima, massima, deviazione standard. ANCHTEN1,4,7,10,13,16 = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6

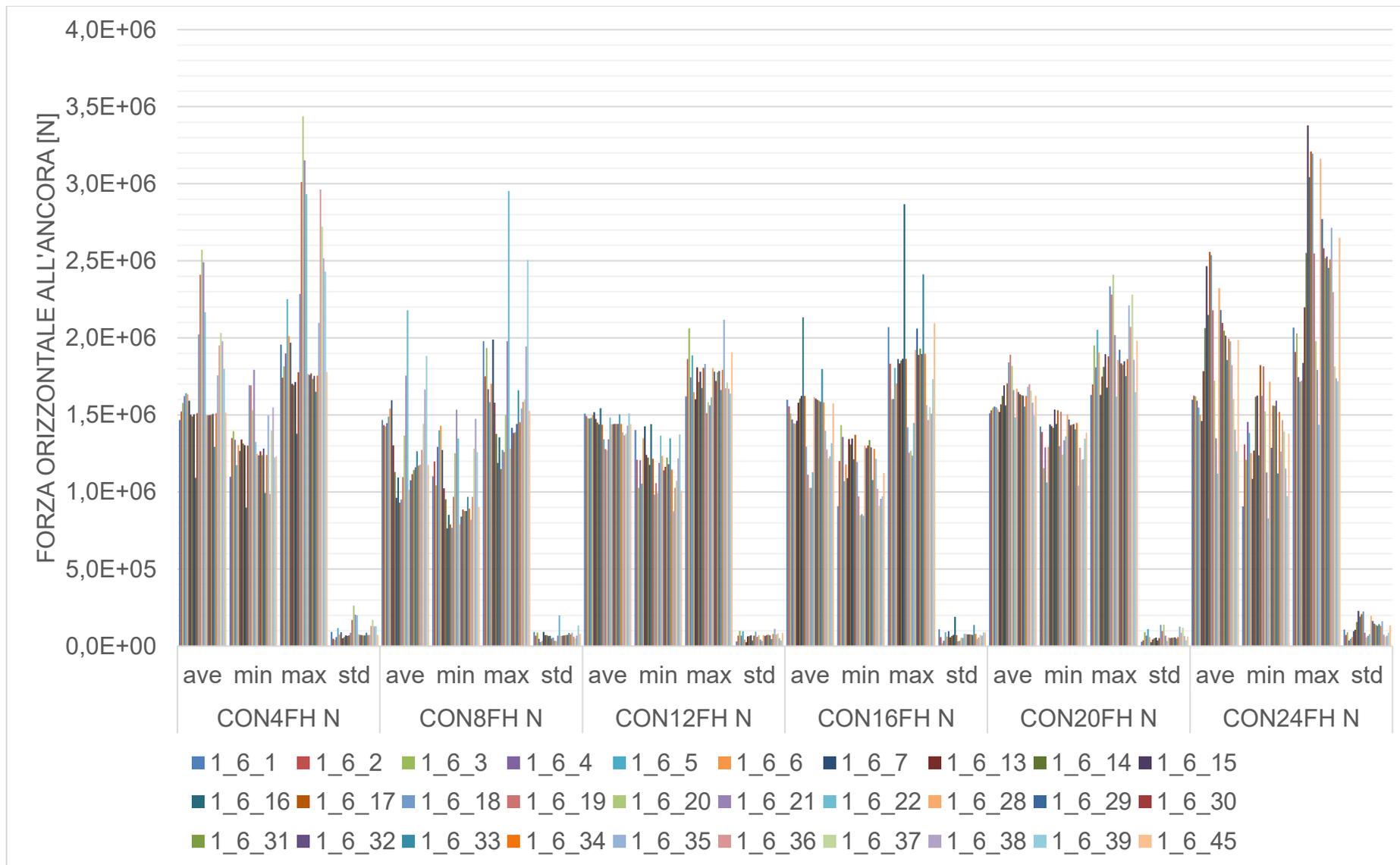


Figura 32: DLC1.6, TENSIONE all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. ANCHTEN1,4,7,10,13,16 = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6

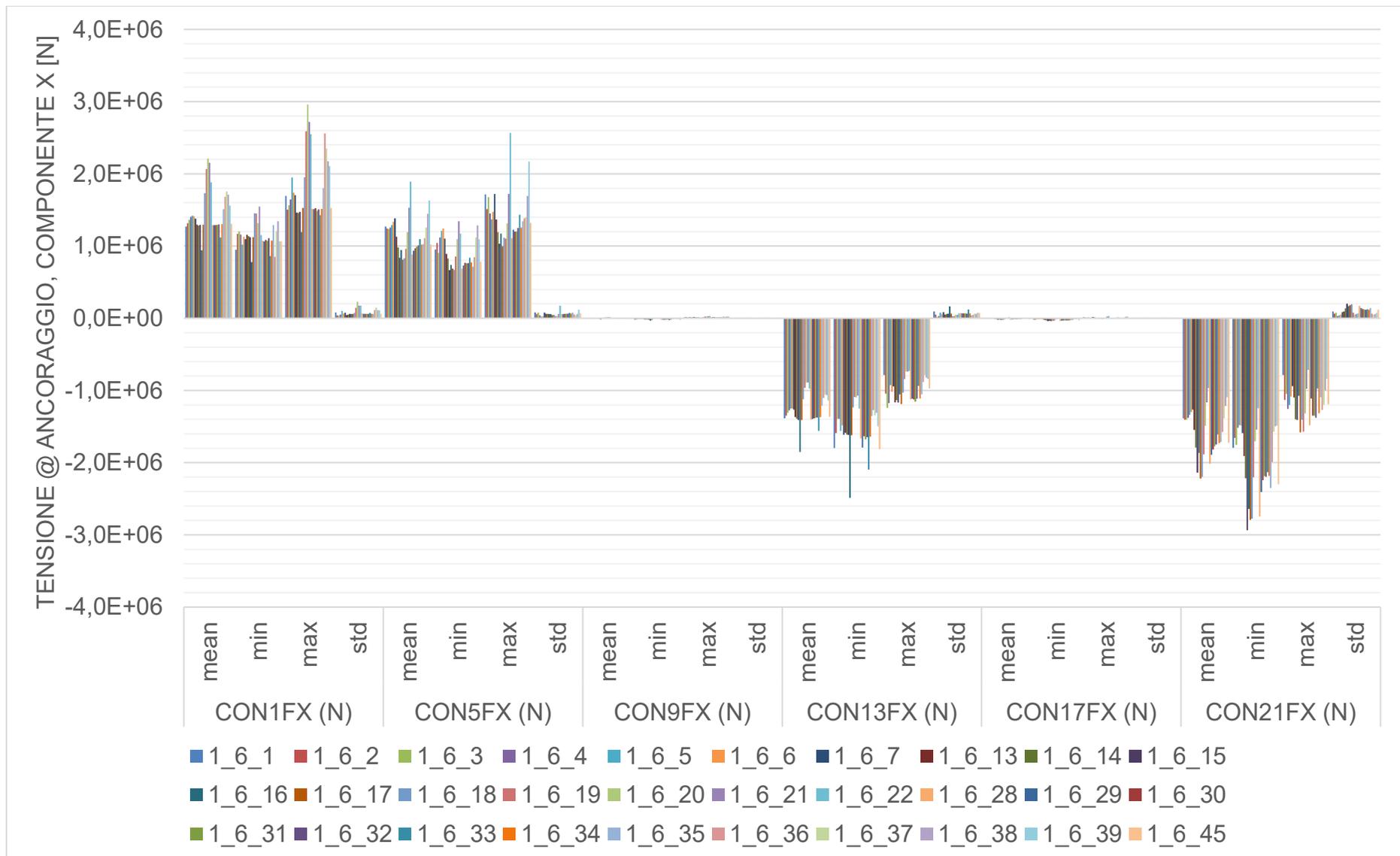


Figura 33: DLC1.6, tensione a livello dell'ancora, x COMPONENTE [N]: media, minima, massima, deviazione standard. CONnFX, con n=1,5,9,13,17,21= tensione all'ancora della linea di ormeggio 1,2,3,4,5,6

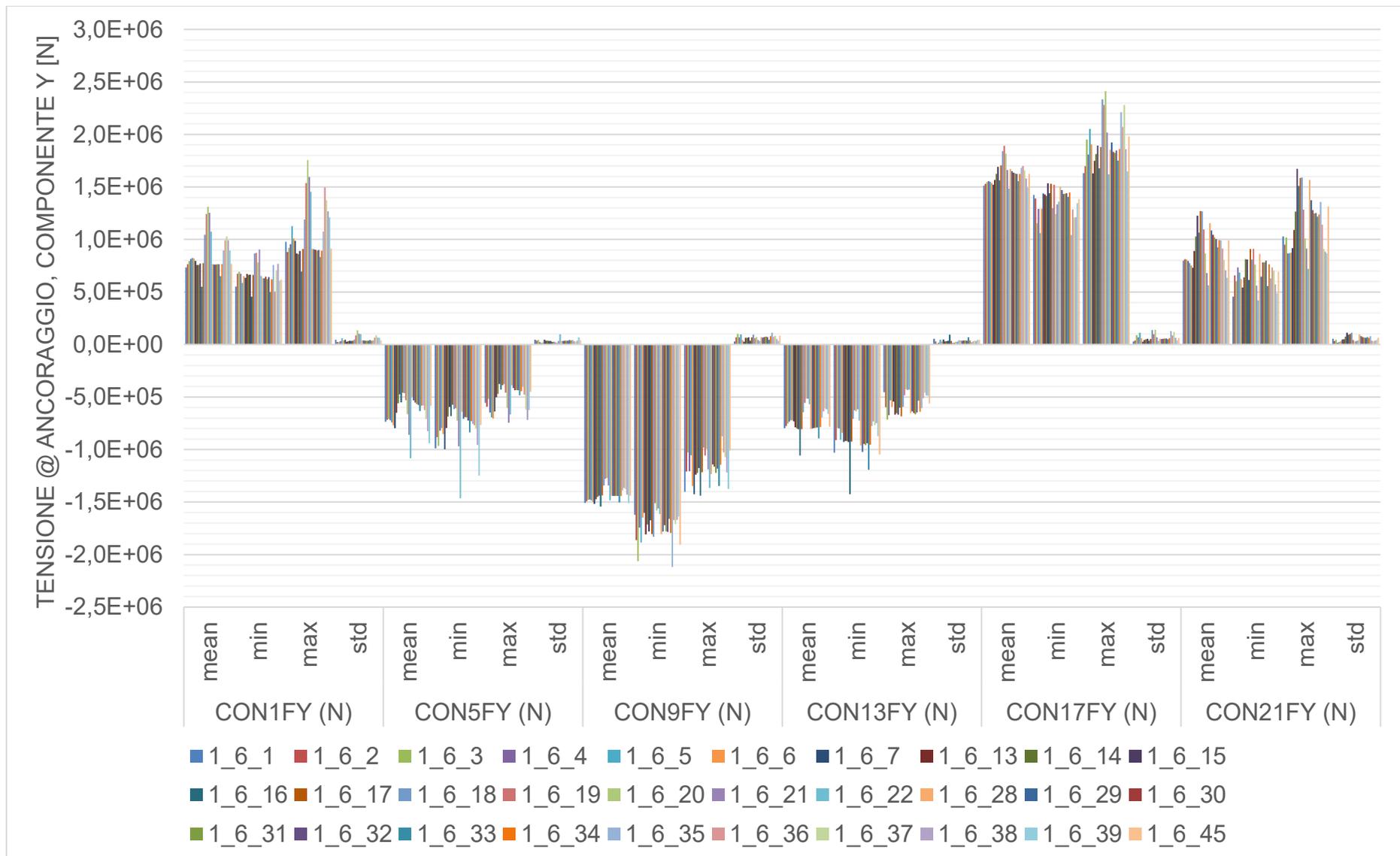


Figura 34: DLC1.6, tensione a livello dell'ancora, **COMPONENTE y [N]**: media, minima, massima, deviazione standard. **CONnFY**, con $n=1,5,9,13,17,21$ = tensione all'ancora della linea di ormeggio 1,2,3,4,5,6

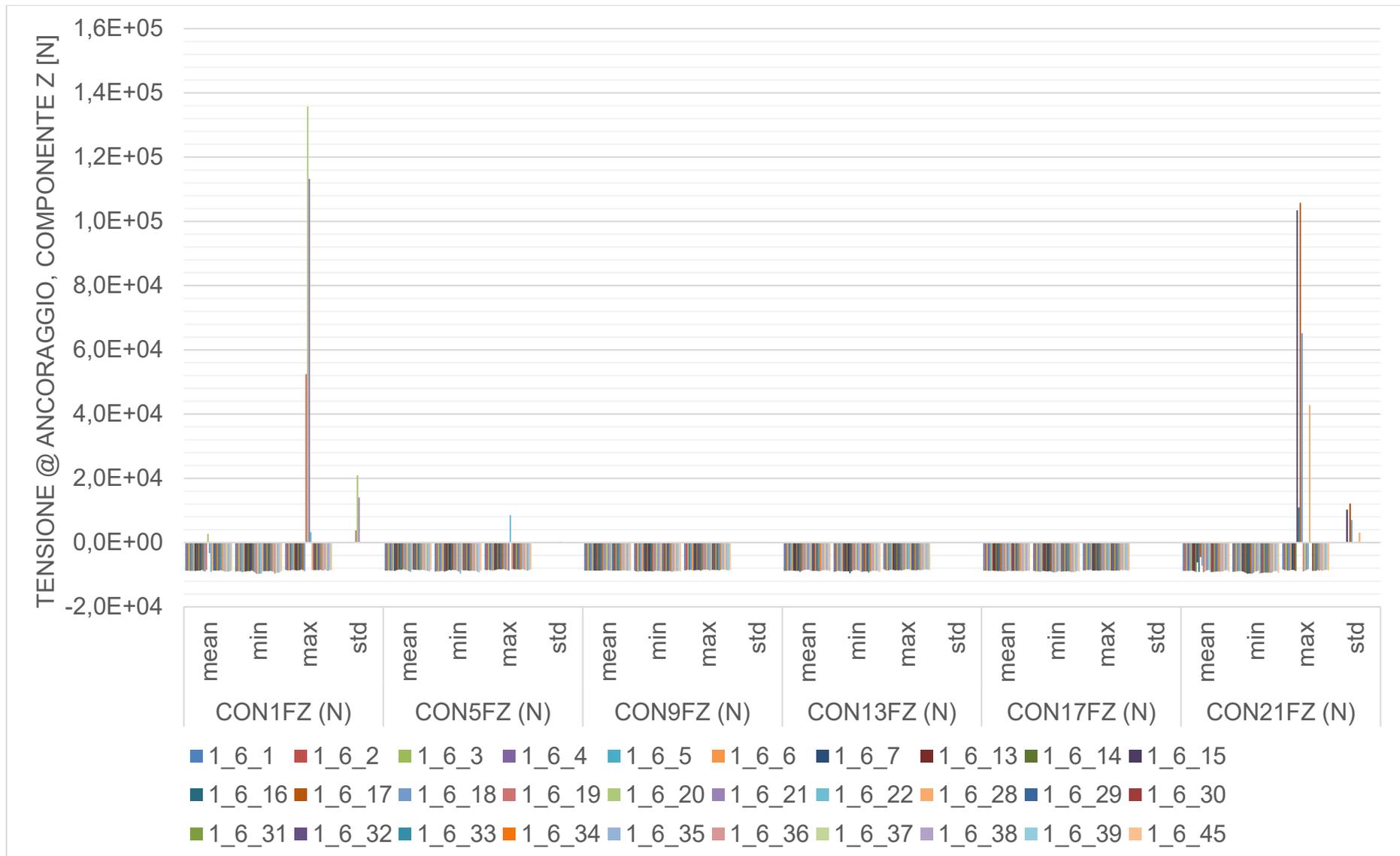


Figura 35: DLC1.6, tensione a livello dell'ancora, **COMPONENTE z** [N]: media, minima, massima, deviazione standard. **CONnFZ**, con n=1,5,9,13,17,21=tensione all'ancora della linea di ormeggio 1,2,3,4,5,6

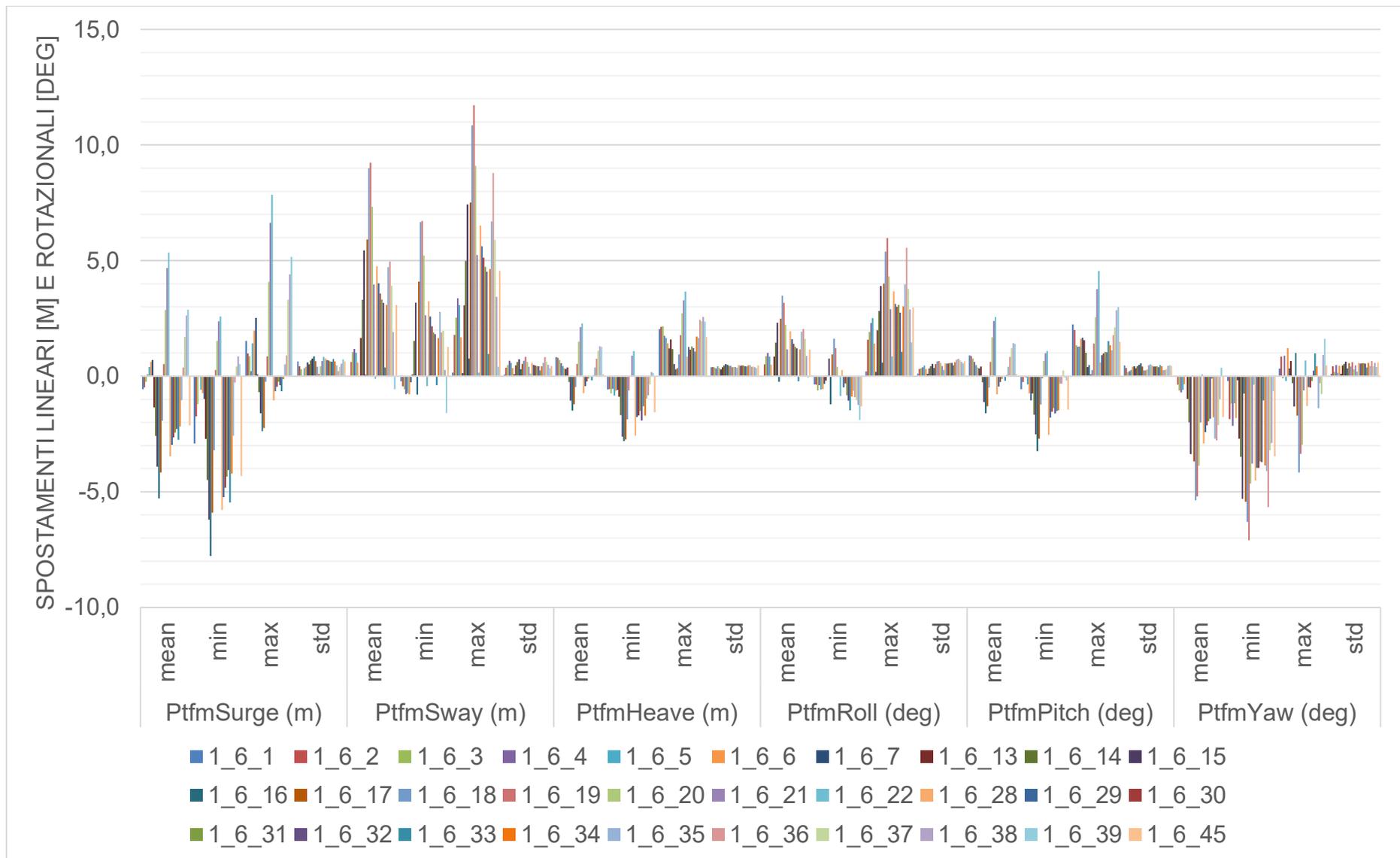


Figura 36: DLC1.6, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma

7.3.3 DLC 6.1

A causa della simmetria della piattaforma, sono state condotte solo le simulazioni per le seguenti direzioni del vento/onda, come mostrato anche nell'Appendice A:

- Direzione del vento: per ogni direzione dell'onda, tre casi: direzione dell'onda -30 gradi, stessa direzione dell'onda, direzione dell'onda + 30 gradi.
- Direzione dell'onda: 0, 30, 60, 90, 120, 150, 180 gradi.

I risultati presentati sono le medie di tre realizzazioni (3 semi).

Solo i seguenti dati selezionati sono presentati, in formato grafico, qui – per l'insieme completo di valori numerici e grafici, fare riferimento al foglio di calcolo "KE3637_ParametricExcel_Summary_6_1_PtfmSym_3seeds_TABLE.xlsx":

- Tensione al passacavo, in Newton [N] – Figura 37
- Tensione al passacavo, in percentuale del MBL [%] – Figura 38
- Tensione all'ancora, in Newton [N] – Figura 39
- Tensione all'ancora, componente orizzontale, in Newton [N] – Figura 40
- Tensione all'ancora, componente x, in [N] – Figura 41
- Tensione all'ancora, componente y, in [N] – Figura 42
- Tensione all'ancora, componente z, in [N] – Figura 43
- Spostamenti lineari [m] e rotazionali [deg] – Figura 44

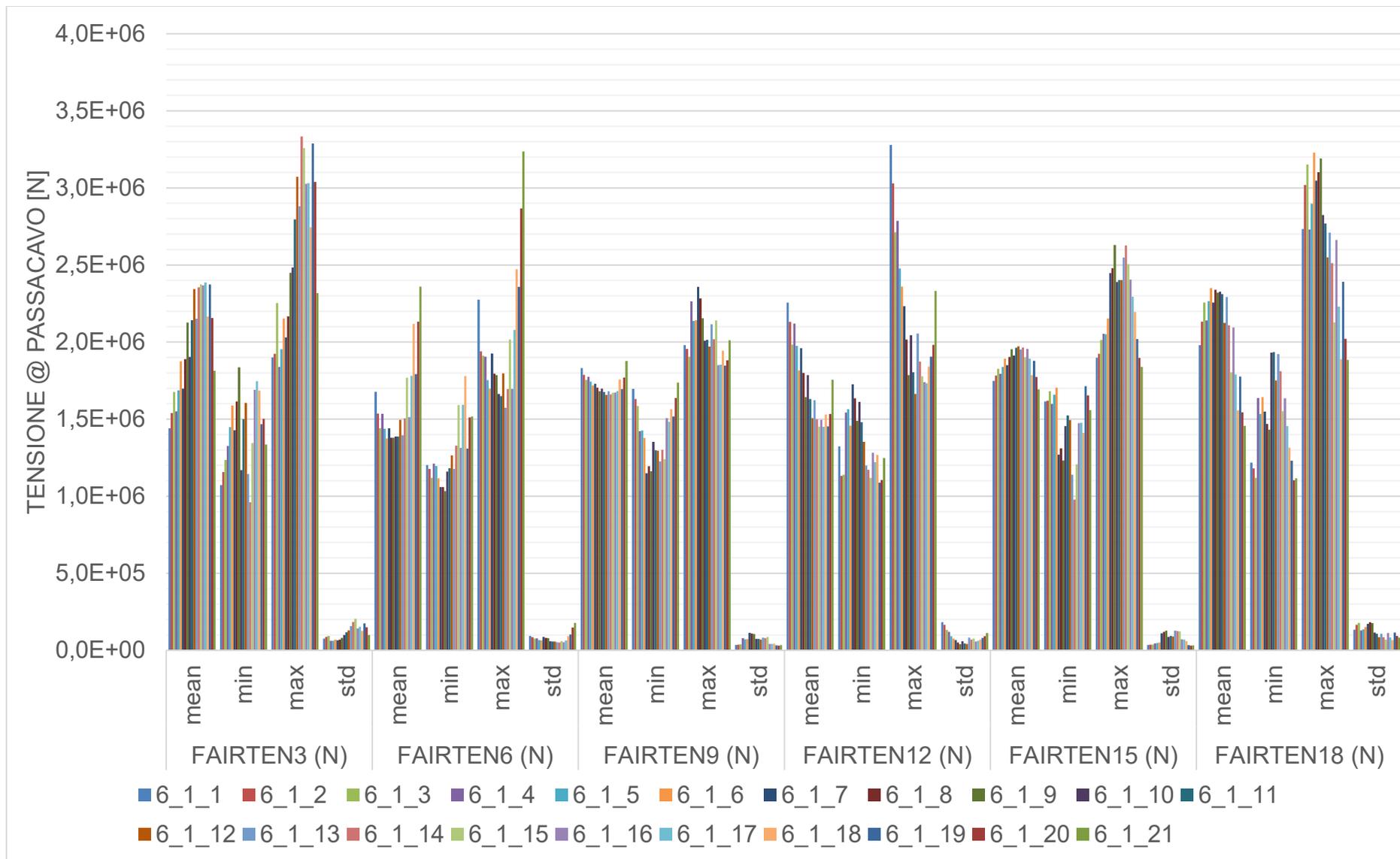


Figura 37: DLC6.1, tensione al passacavo [N]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6

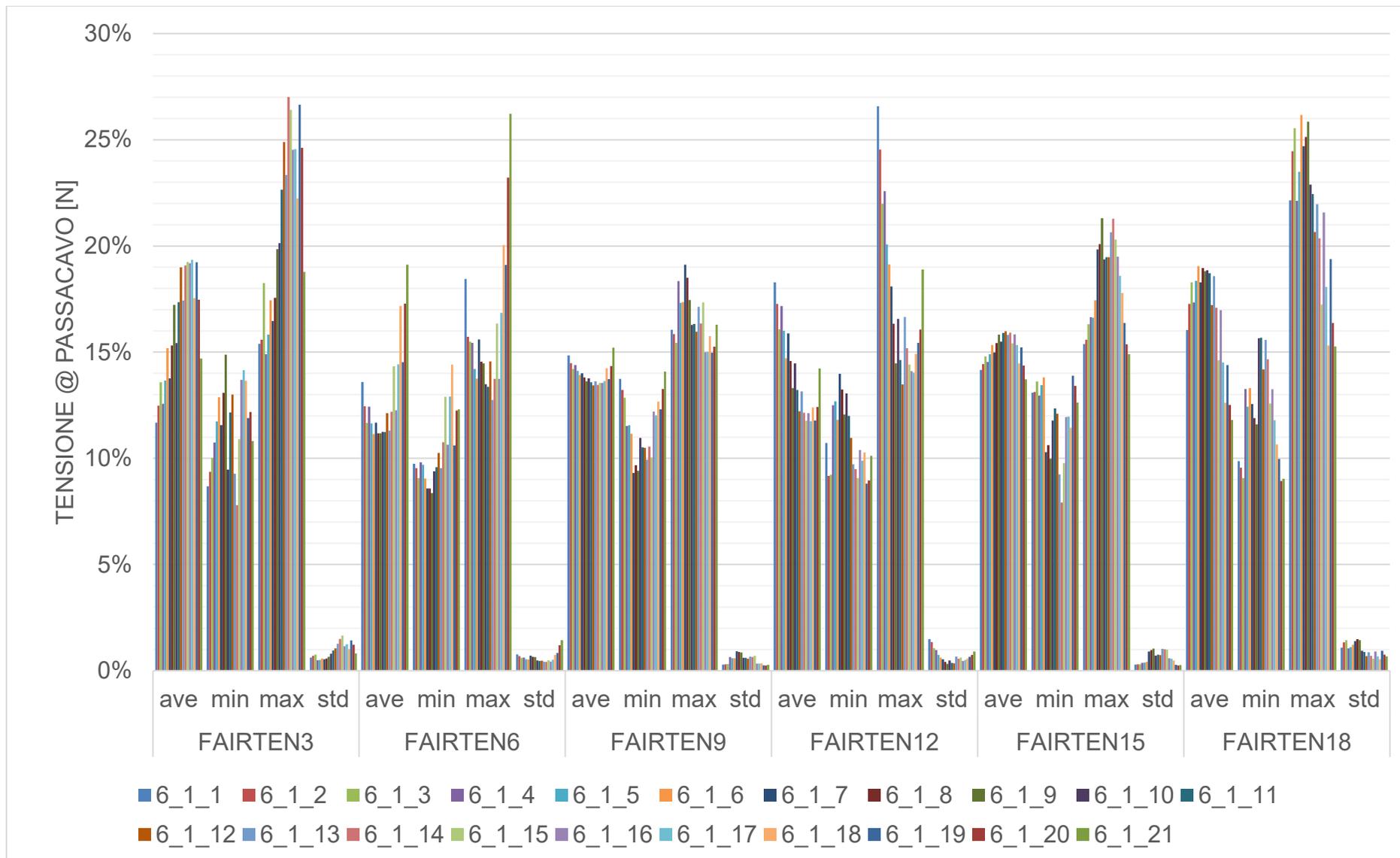


Figura 38: DLC6.1, tensione al passacavo come percentuale di MBL [%]: media, minima, massima, deviazione standard. FAIRTEN3,6,9,12,15,18 = Tensione in linea 1,2,3,4,5,6. MBL = 12340 kN

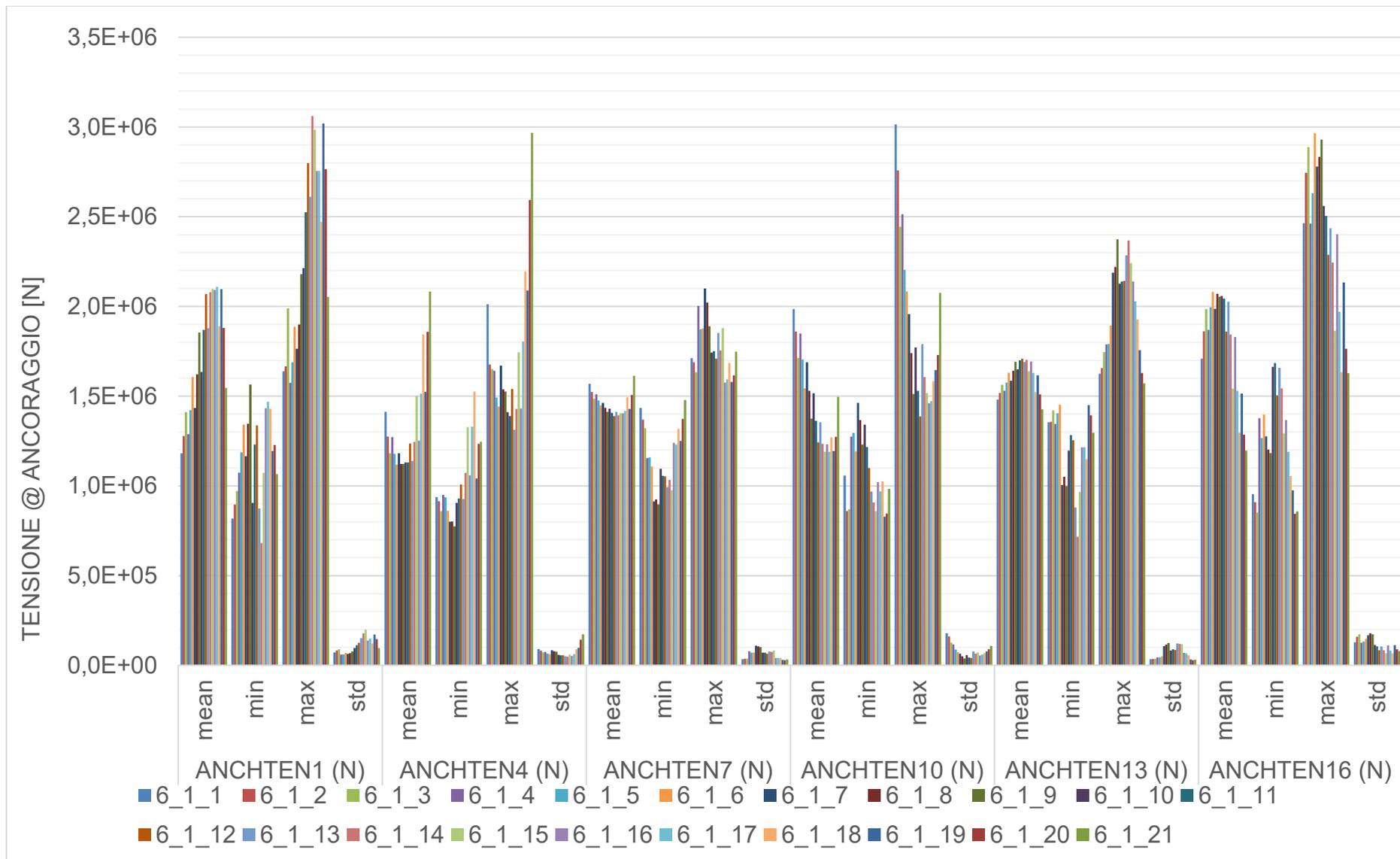


Figura 39: DLC6.1, tensione all'ancora: media, minima, massima, deviazione standard. ANCHTEN1,4,7,10,13,16 = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6

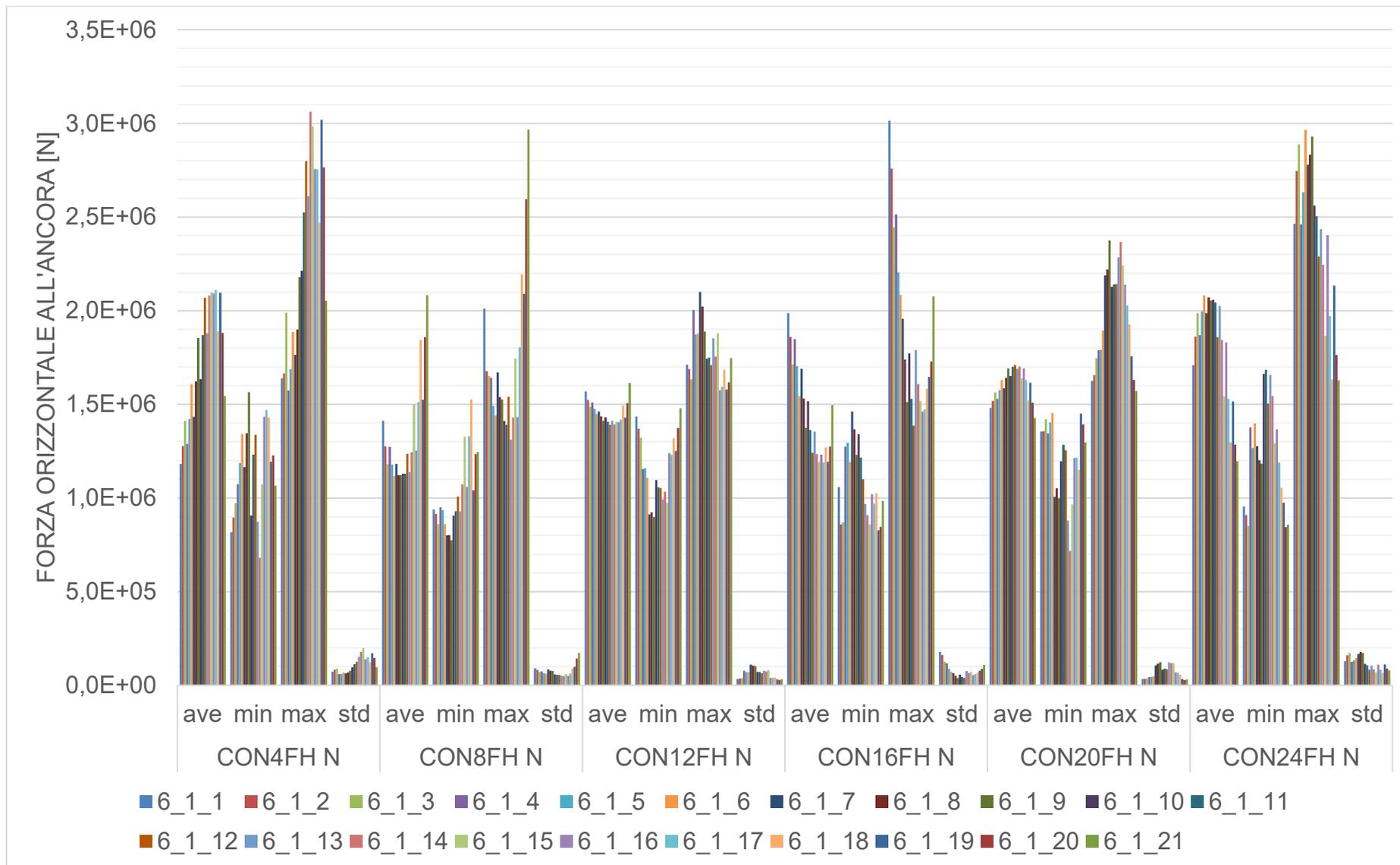


Figura 40: DLC6.1, TENSIONE all'ancora, **componente orizzontale**: media, minima, massima, deviazione standard. ANCHTEN1,4,7,10,13,16 = Tensione all'ancora 1,2,3,4,5,6

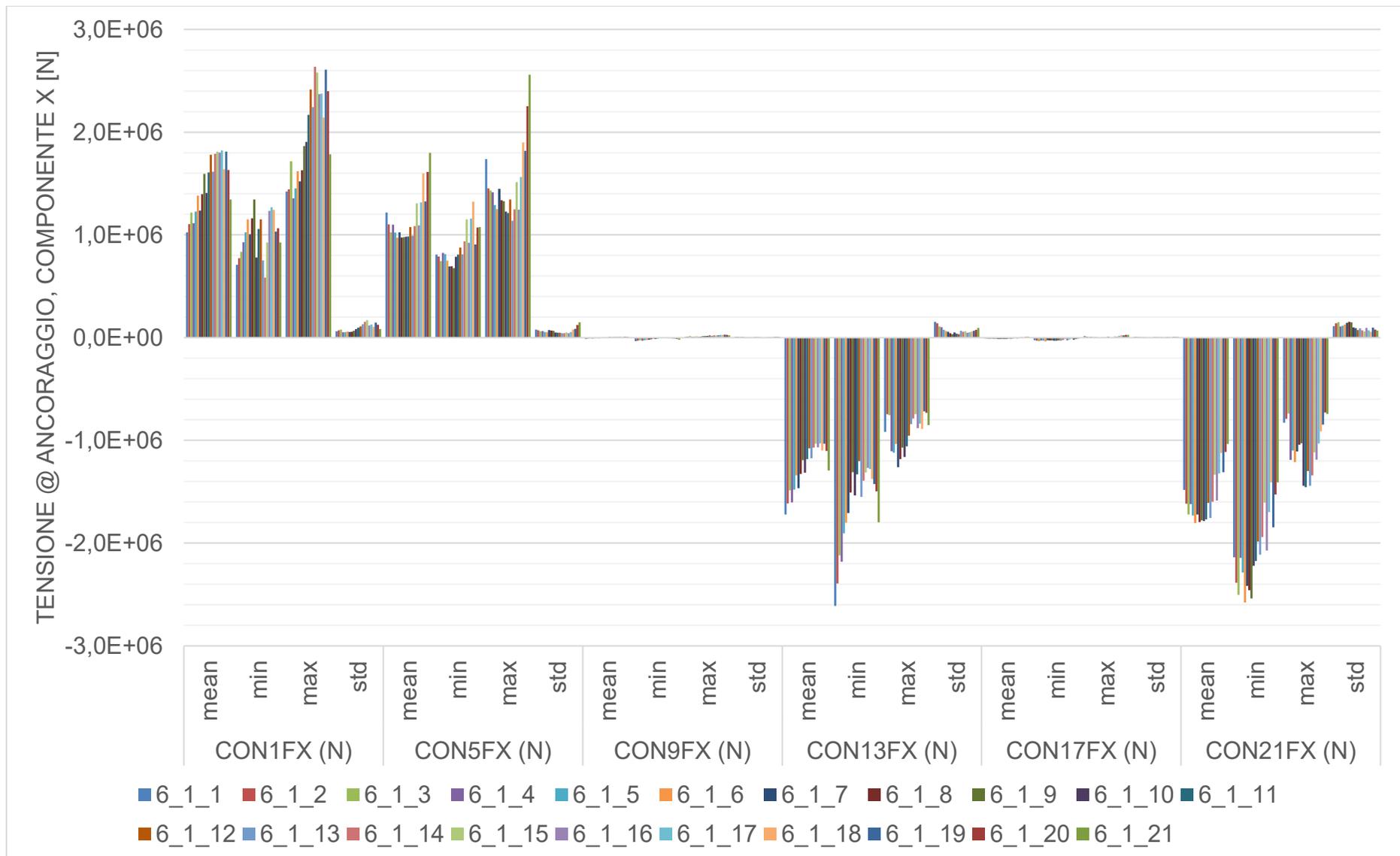


Figura 41: DLC6.1, tensione a livello dell'ancora, x COMPONENTE [N]: media, minima, massima, deviazione standard. CONnFX, con n=1,5,9,13,17,21= tensione all'ancora della linea di ormeggio 1,2,3,4,5,6

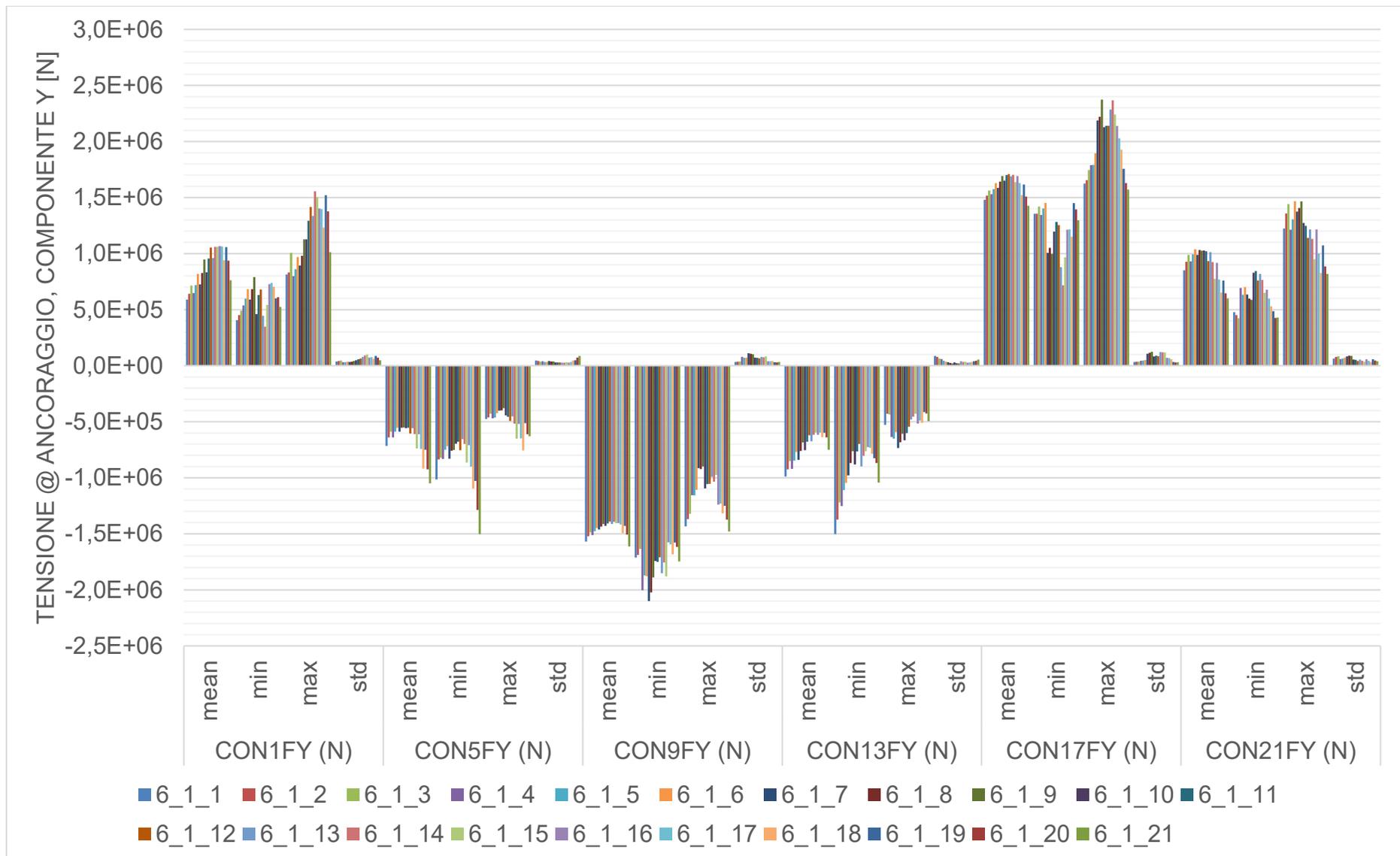


Figura 42: DLC6.1, tensione a livello dell'ancora, **COMPONENTE y [N]**: media, minima, massima, deviazione standard. **CONnFY**, con n=1,5,9,13,17,21 = tensione all'ancora della linea di ormeggio 1,2,3,4,5,6

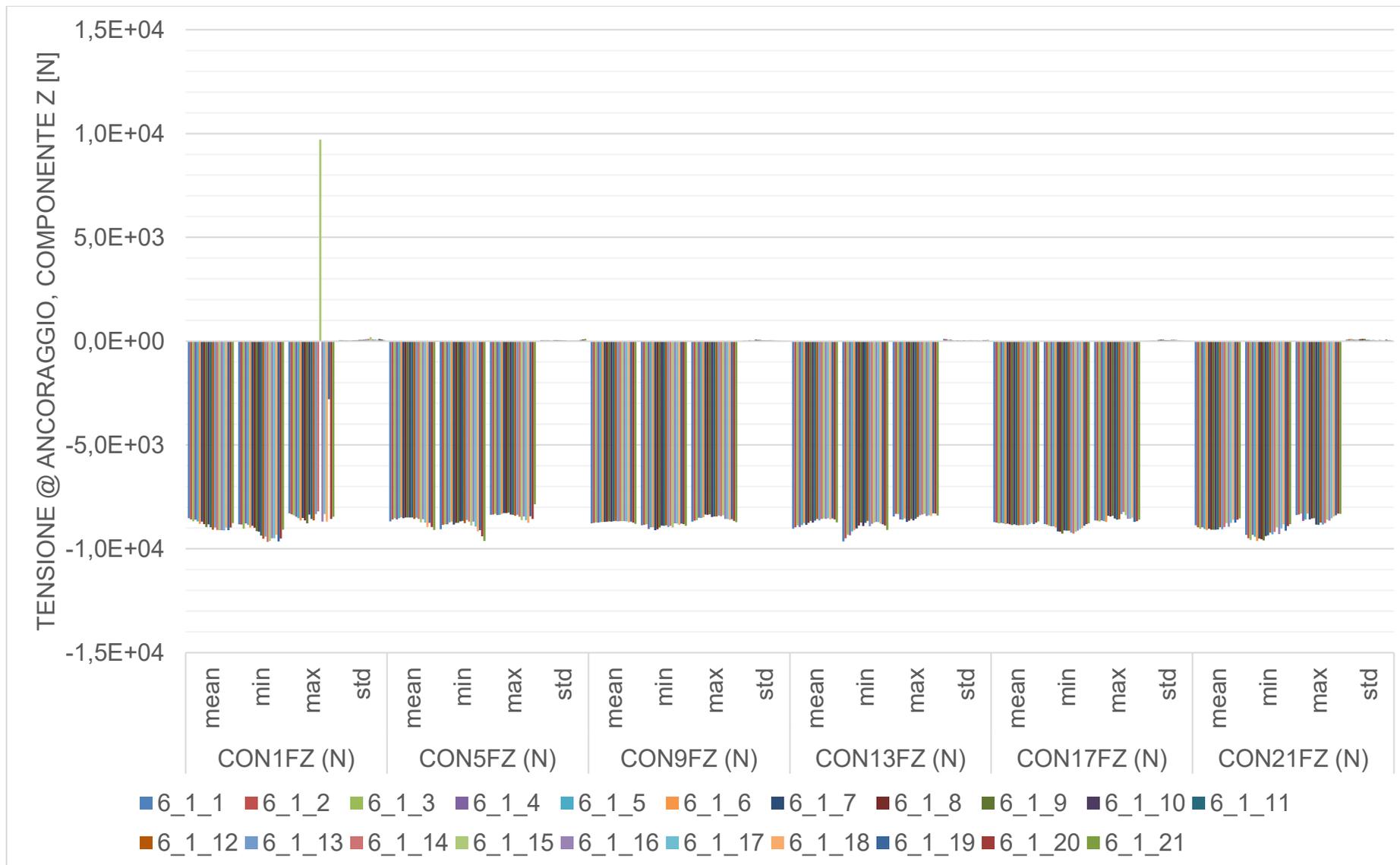


Figura 43: DLC6.1, tensione a livello dell'ancora, **COMPONENTE z** [N]: media, minima, massima, deviazione standard. **CONnFZ**, con n=1,5,9,13,17,21 = tensione all'ancora della linea di ormeggio 1,2,3,4,5,6

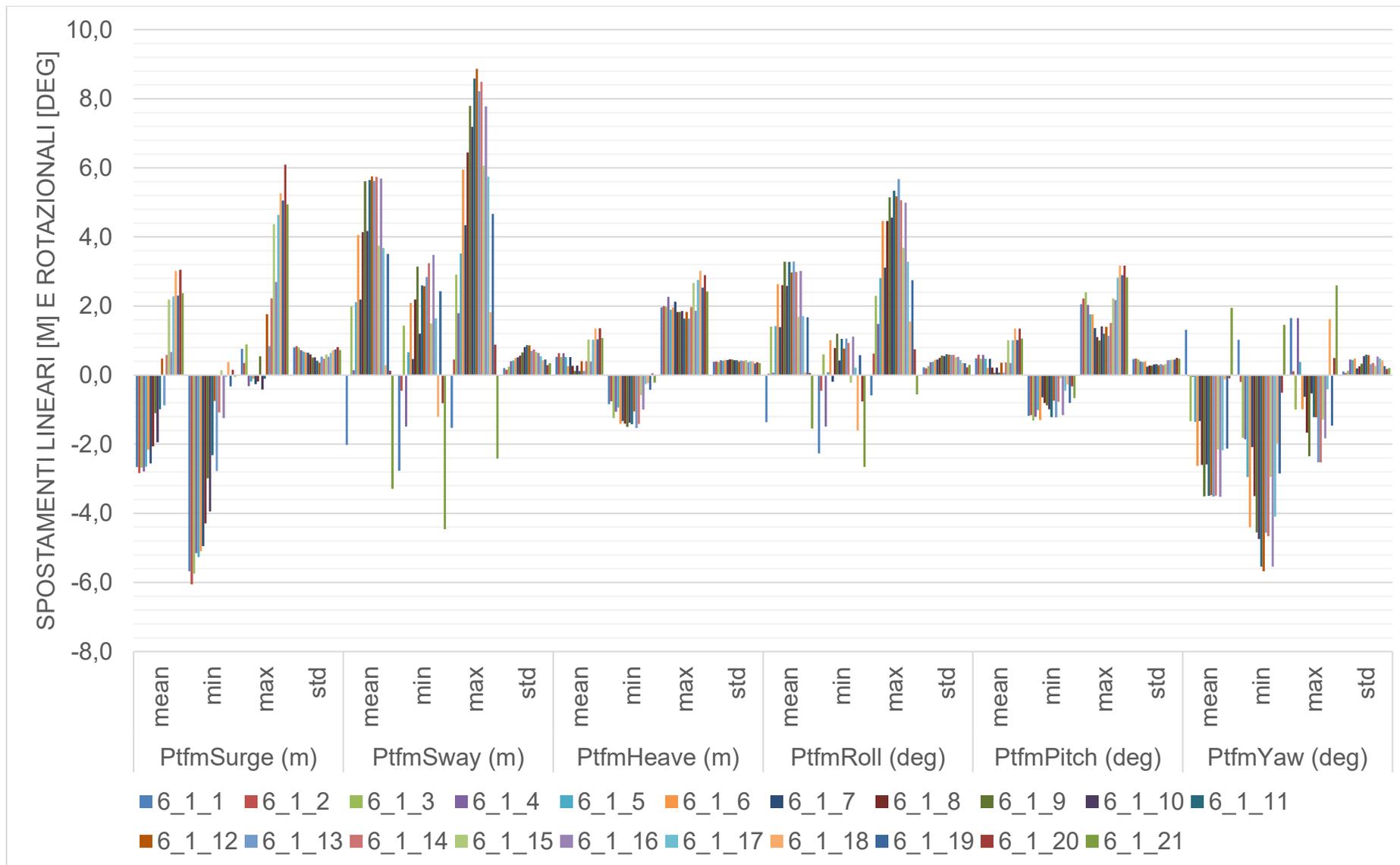


Figura 44: DLC6.1, spostamenti e rotazioni globali della piattaforma (all'origine): media, minima, massima, deviazione standard. Ptfm = Piattaforma

7.4 Progettazione dell'ancoraggio a pali

7.4.1 Approccio

L'ancoraggio a palo è progettato in conformità con la procedura di progettazione raccomandata in [7, 15, 20], che modella il palo come una trave e la resistenza del terreno come resistenze non lineari chiamate resistenze "t-z" e "p-y" per, rispettivamente, la resistenza assiale e laterale del terreno. Per la progettazione dell'ancoraggio a palo, per calcolare la deformazione del palo, le sollecitazioni di flessione, la forza di taglio, la sollecitazione assiale e la deformazione del suolo viene utilizzato un software "in-house" che incorpora il metodo degli elementi finiti per l'interazione trave-colonna suolo/struttura non lineare. L'ancoraggio a palo è modellato utilizzando elementi a trave Timoshenko e la resistenza del terreno è modellata utilizzando le resistenze "t-z" e "p-y" per l'argilla morbida raccomandata in [20]. Nel calcolo della capacità assiale dell'ancoraggio a palo sotto carico di tensione non è stata considerata alcuna forza agente sul bordo del palo. Il peso dell'ancoraggio a palo e del materiale del fondo marino all'interno del palo (si presume che l'ancoraggio sia pieno) è considerato nel calcolo della capacità assiale dell'ancoraggio a palo. L'analisi della installabilità dei pali non viene effettuata, ma è improbabile che questa sia la condizione dimensionante date le condizioni del terreno morbido. Il "Serviceability Limit State" (SLS), che limita lo spostamento ammissibile dell'ancoraggio a palo, non è considerato in questa analisi in quanto [15] afferma che le considerazioni SLS sono richieste solo per gli ancoraggi a pali gettati in opera (grouted anchors).

7.4.2 Geometria e proprietà degli ancoraggi a pali

La Figura 45 mostra i vari termini che descrivono la geometria di ancoraggio del palo, dove L è la lunghezza incorporata del palo, D è il diametro esterno del palo, e T_{wall} è lo spessore dell'ancoraggio a palo. Si assume che la parte superiore dell'ancoraggio a palo sia al livello del fondo marino. La profondità del "padeye" z_{pad} per il collegamento della linea di ormeggio è ottimizzata per ridurre al minimo la rotazione dell'ancoraggio a palo, ed ottenere la massima resistenza laterale del terreno. Si assume che i pali siano costruiti utilizzando un acciaio offshore S355, con una resistenza allo snervamento di 355 MPa.

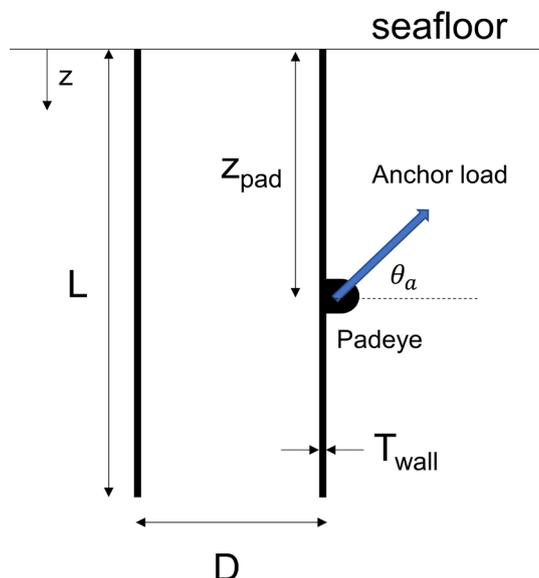


Figura 45: Diagramma schematico che descrive la geometria dell'ancoraggio a palo

7.4.3 Carichi e materiali

Nell'analisi di progettazione dell'ancoraggio a palo vengono applicati fattori di carico e materiali adeguati, in cui i carichi di progettazione sono aumentati dai fattori di carico e la resistenza dell'acciaio e del terreno è ridotta dai fattori di sicurezza. La tabella 26 elenca i fattori di carico e i fattori di sicurezza per il materiale utilizzati per la progettazione degli ancoraggi a palo, che sono i valori più conservativi delle raccomandazioni in [15, 20].

Tabella 26: Fattori di carico e fattori di sicurezza dei materiali utilizzati nell'analisi del progetto di ancoraggio a palo

Tipologia fattore	Valore fattore
Fattore di carico per i carichi di ancoraggio di progetto, SLU	1.75
Fattore di sicurezza del materiale per la resistenza del suolo, SLU	1.5
Fattore di sicurezza del materiale per acciaio, SLU	1.15

7.4.4 Carichi di progettazione dei pali

L'ancoraggio a palo è progettato in base ai carichi all'ancoraggio assiali e laterali massimi calcolati dalle simulazioni OpenFAST. I carichi all'ancoraggio assiali e laterali di progettazione non fattorizzati sono rispettivamente 135,7 kN e 3438 kN. Sulla base del fattore di carico nella Tabella 26, i carichi di ancoraggio assiali e laterali di progetto fattorizzati sono rispettivamente 237,5 kN e 6016 kN.

7.4.5 Ottimizzazione progettazione ancoraggi a pali

L'obiettivo dell'ottimizzazione è quello di identificare la geometria della pila che utilizza la minor quantità di acciaio (cioè, ha il volume di acciaio per il palo più basso) pur avendo sufficienti capacità assiali e laterali. Il volume del palo in acciaio è:

$$\text{Volume acciaio palo} = \pi D T_{\text{wall}} L (1 - T_{\text{wall}}/D) \quad (4)$$

Le variabili da ottimizzare sono L e D . Lo spessore della parete del palo T_{wall} è selezionato come 0,0333D seguendo le raccomandazioni di [7]. Questo valore soddisfa la raccomandazione dello spessore minimo della parete del palo di [20] per la gamma di diametri del palo considerati nell'analisi corrente. T_{wall} influisce sulla "plastic moment capacity", che può essere calcolata come:

$$\text{Plastic moment capacity} = (\sigma_y I) / (0.5D) \quad (5)$$

dove I è il secondo momento dell'area della sezione della pila e $\sigma_y = 355/1.15 = 308$ MPa è la resistenza allo snervamento fattorizzata dell'acciaio S355 (ridotta dal fattore di sicurezza del materiale nella Tabella 26). La "plastic moment capacity" deve superare il momento flettente massimo sperimentato dall'ancoraggio a palo sotto i carichi di ancoraggio di progetto. Pertanto, l'ottimizzazione del design dell'ancoraggio a palo può essere descritta dal seguente problema di ottimizzazione:

$$\begin{array}{ll} \text{minimizzare} & \text{Volume del palo in acciaio} \\ & L, D \end{array} \quad (6)$$

soggetto a

- capacità assiale fattorizzata \geq carico assiale di progetto fattorizzato
- capacità laterale fattorizzata \geq carico laterale di progetto fattorizzato
- Plastic moment capacity \geq momento flettente massimo sotto carico di progetto fattorizzato

La Figura 46a presenta la lunghezza minima del palo necessaria per diversi diametri per garantire che la capacità assiale fattorizzata e la capacità laterale degli ancoraggi del palo, in base al profilo LB s_u, superino i carichi assiali e di ancoraggio di progetto fattorizzati. Dalla Figura 46a si può osservare che la capacità laterale governa la progettazione per la geometria ottimale della pila. La Figura 46b mostra il volume di acciaio del palo

corrispondente in base alla lunghezza minima del palo per la capacità laterale dimensionante, che mostra che minore è il diametro, minore è il volume di materiale per il palo.

La Figura 46a e la Figura 46b mostrano anche l'intervallo di diametri del palo non fattibili, in cui non vi è una "plastic moment capacity" sufficiente per resistere al momento flettente massimo agente sul palo. Solo le geometrie dei pali nella Figura 46a con $D \geq 1,3$ m hanno una "plastic moment capacity" sufficiente che supera il momento flettente massimo sotto i carichi fattorizzati. La geometria ottimale del palo è $D = 1,3$ m e $L = 22,1$ m. La profondità ottimale del "padeye" $z_{pad} = 0,67L$ è stata identificata cercando la profondità che si traduce in una rotazione minima del palo; questo valore è in linea con i dati in letteratura [21]. I profili di spostamento orizzontale e momento flettente per la geometria ottimale del palo sono mostrati nella Figura 47. Il momento flettente massimo si verifica alla profondità del "padeye".

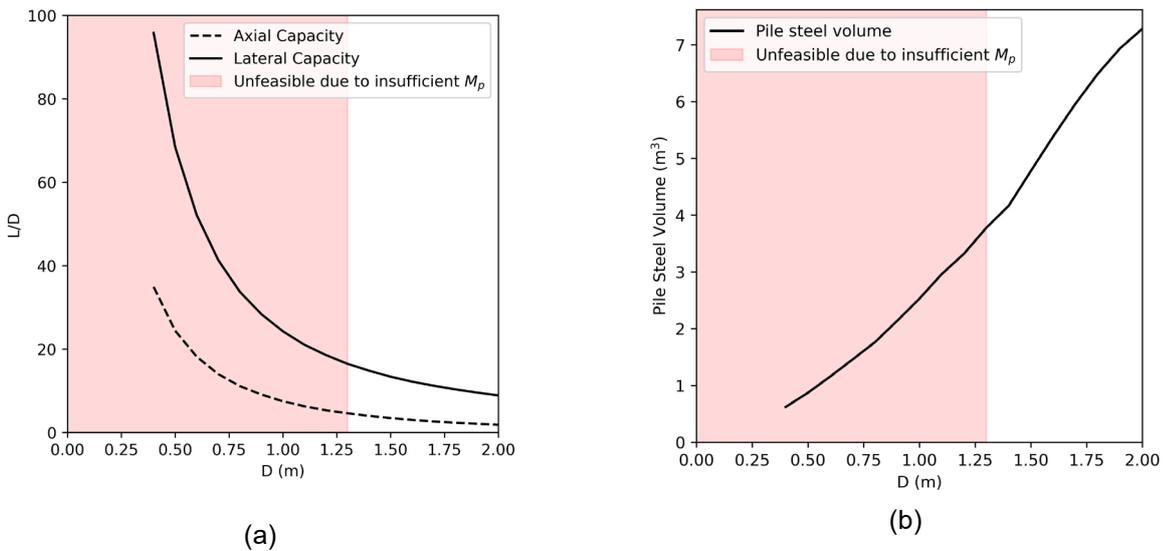


Figura 46: (a) L minimo per ogni D per soddisfare i vincoli sui carichi di ancoraggio di progetto fattorizzati (b) Volume di acciaio basato sulla L minima per la capacità laterale per superare il carico di ancoraggio di progetto fattorizzato

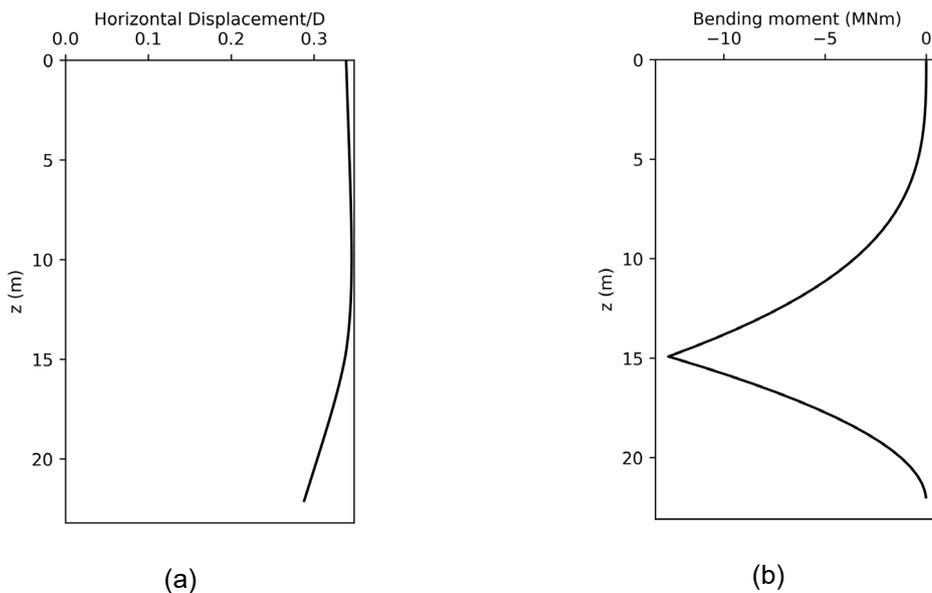


Figura 47: Profili per la geometria ottimale del palo $D = 1,3$ m, $L = 22,1$ m (a) Profilo di spostamento orizzontale (b) Profilo del momento flettente

L'analisi di cui sopra viene ripetuta per i profili BE e UB s_u e le geometrie dei pali fattibili e ottimali basate su questi profili s_u sono mostrate nella Figura 47. Come l'analisi di cui sopra, la capacità laterale dell'ancoraggio a palo governa la progettazione delle geometrie ottimali del palo e il volume di acciaio del palo aumenta con il diametro dello stesso.

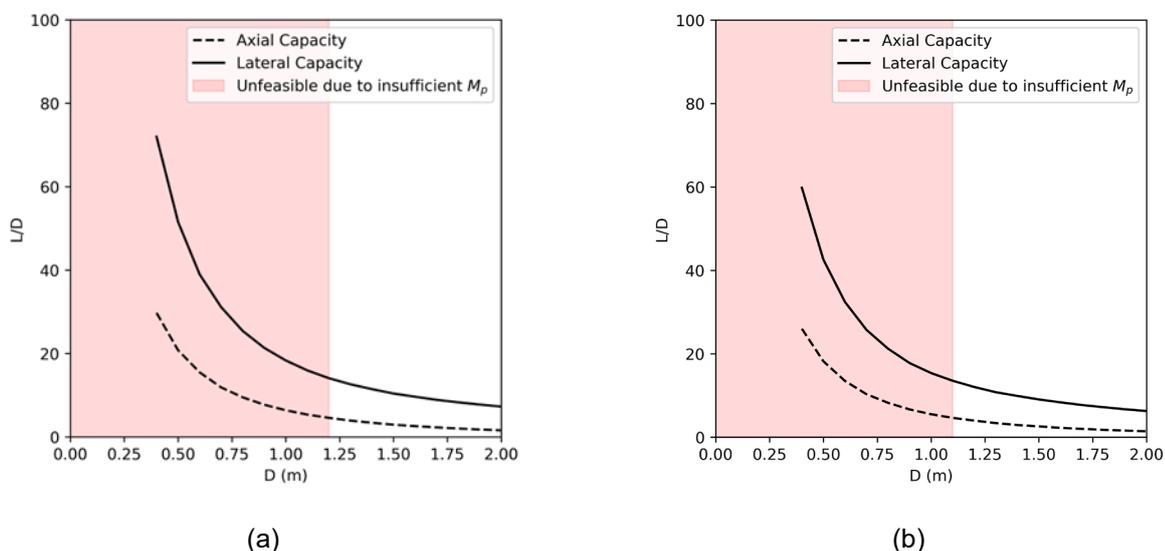


Figura 47: L minimo per ogni D per soddisfare i criteri sui carichi di ancoraggio di progetto fattorizzati (a) in base al profilo BE s_u (b) in base al profilo UB s_u

Le geometrie ottimali di ancoraggio del palo determinate utilizzando i profili LB, BE e UB s_u sono riassunte nella Tabella 27, che elenca anche le "plastic moment capacities" e le capacità assiali e laterali fattorizzate per le geometrie ottimali di ancoraggio del palo.

Tabella 27: Geometrie di ancoraggio pali ottimali utilizzando i profili LB, BE e UB s_u

Geometria pali	Analisi LB	BE analysis	Analisi UB
D (m)	1.3	1.2	1.1
L/D	17	15	14
L (m)	22.1	18.0	15.4
T_{wall}/D	0.0333	0.0333	0.0333
Volume pali in acciaio (m ³)	3.78	2.62	1.89
z_{pad}/L	0.67	0.69	0.69
Capacità assiale (kN)	1947	1411	1809
Capacità laterale (kN)	6437	6830	6548
Carico assiale di progetto (kN)	237.5	237.5	237.5
Carico laterale di progetto (kN)	6016	6016	6016
Momento flettente massimo (MN.m)	12.74	10.2	8.84

Plastic moment capacity (MN.m)	16.04	12.62	9.72
--------------------------------	-------	-------	------

8 Conclusioni

Hope Group s.r.l. ha subappaltato all'Università di Strathclyde la selezione della configurazione e il dimensionamento preliminare di una sottostruttura galleggiante per un progetto di parco eolico offshore al largo della Puglia, Italia.

Per il progetto sono stati concordati i seguenti aspetti:

- **WP1: Base di progettazione.** Definizione di tutte le info necessarie per procedere alla selezione della configurazione e dei WP di dimensionamento preliminare.
- **WP2: Configurazione di sottostruttura galleggiante selezionata: analisi di livello 1.** Viene eseguito un dimensionamento preliminare (analisi di livello 1) della configurazione selezionata, per l'aerogeneratore e il sito specificati, adottando un modello dinamico lineare, nel dominio della frequenza, accoppiato aero-idro. Viene identificata la configurazione più adatta per la turbina e il sito specificati.
- **WP3: Selezione del concetto di sottostruttura galleggiante: analisi di livello 2.** Il concetto ottimale identificato nel WP2 è perfezionato, adottando approcci di modellazione più avanzati e più accurati, tra cui la progettazione preliminare del sistema di ormeggio e la sua analisi utilizzando un modello di dinamica accoppiato aero-idro-servo-elastico, considerando il DLC IEC61400-3-2 1.4, 1.6 e 6.1.

La base progettuale è stata definita in termini di gruppo rotore-navicella e caratteristiche della torre, includendo il sistema di controllo, le condizioni meteo-oceaniche e le condizioni geotecniche (capitolo 3). Inoltre, vengono definiti i casi di carico di progettazione pertinenti per il modello di dinamica accoppiato aero-idro-servo-elastico.

Un'indagine aggiornata delle soluzioni FOWT esistenti è presentata nel capitolo 4, le cui caratteristiche principali sono state elaborate per presentare le principali tendenze: il 58% delle configurazioni utilizzate sono stabilizzate da figura di galleggiamento, e la configurazione più popolare è di tipo semisommersibile.

Nel capitolo 5 vengono definiti i criteri di selezione della configurazione, concentrandosi sulla compatibilità della profondità dell'acqua e sul livello di maturità tecnologica TRL (TRL ≥ 7), identificando nel tipo semi-sommersibile la configurazione più adatta.

Successivamente, è stata condotta un'analisi di livello 1 per eseguire il dimensionamento preliminare della sottostruttura galleggiante, imponendo una serie di vincoli di progettazione e riducendo al minimo la quantità di acciaio per MW per ridurre al minimo il costo della piattaforma.

Individuate le dimensioni principali della sottostruttura galleggiante, è stata condotta l'analisi di livello 2. In primo luogo, è stata condotta una progettazione preliminare di un sistema di ormeggio adatto, scegliendo un sistema semi-taut, che sfrutta il meccanismo della catenaria per generare le forze di ripristino necessarie per garantire che lo spostamento orizzontale della piattaforma sia compatibile con i requisiti del cavo elettrico, oltre a garantire una buona risposta dinamica in abbrivio, beccheggio e imbardata.

Il modello numerico di dinamica accoppiata aero-idro-servo-elastico OpenFAST è stato quindi utilizzato per eseguire una serie di simulazioni che rappresentano l'IEC61400-3-2 DLC1.4, 1.6, 6.1 – la piattaforma ha una buona risposta in tutti i 6 gradi di libertà e la tensione massima nella linea di ormeggio non è mai superiore a ~30% dell'MBL, ben entro il limite del 60% dell'MBL.

I risultati di queste simulazioni, e in particolare le forze orizzontali e verticali massime che agiscono a livello di ancoraggio in tutti i DLC considerati, sono stati utilizzati per eseguire la progettazione preliminare degli ancoraggi a palo.

Nel complesso, la progettazione soddisfa i criteri di vincolo di progettazione definiti in questa fase, vale a dire:

1. integrità del cavo elettrico: lo spostamento orizzontale massimo della piattaforma è sempre inferiore al 10% della profondità dell'acqua;

2. integrità della linea di ormeggio: la tensione nelle linee di ormeggio è sempre inferiore al 60% del MBL;
3. buona risposta dinamica della piattaforma: si ottiene anche una buona risposta negli altri gradi di libertà (sussulto, rollio, beccheggio, imbardata).

9 Riferimenti

- [1] Gaertner E, Rinker J, Sethuraman L, Zahle F, Anderson B, Barter GE, et al. IEA wind TCP task 37: definition of the IEA 15-megawatt offshore reference wind turbine. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States); 2020.
- [2] Allen C, Viscelli A, Dagher H, Goupee A, Gaertner E, Abbas N, et al. Definition of the UMaine VoltturnUS-S reference platform developed for the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine. Università del Maine, National Renewable Energy Laboratory (NREL); 2020.
- [3] Jonkman JM, Buhl ML. FAST user's guide: National Renewable Energy Laboratory Golden, CO, USA; 2005.
- [4] Müller K, Lemmer F, Borisade F, Kretschmer M, Gruber J, Hagemann L, et al. LIFES50+ D7. 4 State-of-the-Art FOWT design practice and guidelines. Tech. rep., University of Stuttgart; 2015.
- [5] Geowynd. Desktop study Hope Group Project Portfolio Floating Offshore Wind. 2023.
- [6] Scientific-Engineering. Relazione Meteomarina Parco eolico offshore 'Barium Bay' nel mare Adriatico meridionale (Bari). In: ltd SE, editor.2022.
- [7] ABS. Offshore Anchor Data for Preliminary Design of Anchors of Floating Offshore Wind Turbines. Houston, USA: American Bureau of Shipping (ABS); 2013.
- [8] IEC. Wind turbines – Part 1: Design requirements: INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION; 2005. p. 1 - 92.
- [9] IEC. Wind energy generation systems –. Part 3-1: Design requirements for fixed offshore wind turbines: INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION; 2019.
- [10] IEC. Wind energy generation systems - Part 3-2: Design requirements for floating offshore wind turbines: INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION; 2019.
- [11] QFWE. Floating Wind Designs of the World. In: Energy QFW, editor.2023.
- [12] Hannon M, Topham E, Dixon J, McMillan D, Collu M. Offshore wind, ready to float? Global and UK trends in the floating offshore wind market. 2019.
- [13] Borg M, Collu M. A comparison between the dynamics of horizontal and vertical axis offshore floating wind turbines. Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences. 2015;373:20140076.
- [14] Collu M, Brennan F, Patel M. Conceptual design of a floating support structure for an offshore vertical axis wind turbine: the lessons learnt. Ships and Offshore Structures. 2014;9:3-21.
- [15] DNV. Floating wind turbine structures. 2021.
- [16] Collu M, Borg M. Design of floating offshore wind turbines. Offshore wind farms: Elsevier; 2016. p. 359-85.
- [17] Roddier D, Cermelli C, Weinstein A. WindFloat: A Floating Foundation for Offshore Wind Turbines—Part I: Design Basis and Qualification Process. ASME 2009 28th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering2009. p. 845-53.
- [18] Pillai AC, Gordelier TJ, Thies PR, Cuthill D, Johanning L. Anchor loads for shallow water mooring of a 15 MW floating wind turbine—Part II: Synthetic and novel mooring systems. Ocean Engineering. 2022;266:112619.
- [19] Ma K-T, Luo Y, Kwan C-TT, Wu Y. Mooring system engineering for offshore structures: Gulf Professional Publishing; 2019.

[20] API. Recommended Practice for Planning Designing and Constructing Fixed Offshore Structures—Working Stress Design. Washington DC, USA: American Petroleum Institute (API) 2007.

[21] Ramadan MI, Butt SD, Popescu R. Effect of Padeye Depth on the Behavior of Offshore Anchor Piles Under Mooring Forces. ASME 2015 34th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering2015.

10 Appendice A

10.1 DLC 1.4

N° di simulazioni	Progettazione situazione	DLC	Sub-DLC	Vento				Onde				Correnti marine		Acqua livello	Lunghezza della simulazione (escluso il transitorio)
				ECD $V_{hub} = V_r - 2m/s, V_r, V_r + 2m/s$				NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$		MIS, cambio dir vento	NCM		MSL		
				V_{hub}	TI	Alfa	Dir.	H_s	T_p	Gamma	Theta_wm	U_{sur}	Theta_c	eta	
63	[-]	[-]	[-]	[m/s]	[-]	[-]	[gradi]	[m]	[s]	[-]	[gradi]	[m/s]	[gradi]	[m]	[s]
3	Produzione di energia	1.4	1.4.1	8.59	N/D	0.14	-180	0.87	5.00	4.593	180	0.090	Co-direzionale con onde	0.00	10
3			1.4.2				-150				150				
3			1.4.3				-120				120				
3			1.4.4				-90				90				
3			1.4.5				-60				60				
3			1.4.6				-30				30				
3			1.4.7				0				0				
0			1.4.8				30				-30				
0			1.4.9				60				-60				
0			1.4.10				90				-90				
0			1.4.11				120				-120				
0			1.4.12				150				-150				
3			1.4.13	10.59	N/D	0.14	-180	1.22	5.65	4.593	180	0.103	0.00	10	
3			1.4.14				-150				150				
3			1.4.15				-120				120				
3			1.4.16				-90				90				
3			1.4.17				-60				60				
3			1.4.18				-30				30				

3			1.4.19			0				0			
0			1.4.20			30				-30			
0			1.4.21			60				-60			
0			1.4.22			90				-90			
0			1.4.23			120				-120			
0			1.4.24			150				-150			
3			1.4.25	12.59	N/D	0.14	1.63	6.25	4.593	180	0.116	0.00	10
3			1.4.26			-150				150			
3			1.4.27			-120				120			
3			1.4.28			-90				90			
3			1.4.29			-60				60			
3			1.4.30			-30				30			
3			1.4.31			0				0			
0			1.4.32			30				-30			
0			1.4.33			60				-60			
0			1.4.34			90				-90			
0			1.4.35			120				-120			
0			1.4.36			150				-150			

10.2 DLC 1.6

N° di simulazioni	Progettazione situazione	DLC	Sub-DLC	Vento				Onde				Correnti marine		Acqua livello	Lunghezza della simulazione (escluso il transitorio)
				NTM $V_{in} < V_{hub} < v_{out}$				SSS $H_s = H_{S,SSS}$			COD, UNI	NCM		NWLR	
				V_hub	TI	Alfa	Dir.	H_s	T_p	Gamma	Theta_wm	U_sur	Theta_c	eta	
[m/s]	[-]	[-]	[gradi]	[m]	[s]	[-]	[gradi]	[m/s]	[gradi]	[m]	[s]				
90	Produzione di energia	1.6	1.6.1 - 1.6.12	3	0.366	0.14	7.31	10.62	4.593	Co-direzionale con il vento	0.054	Co-direzionale con onde	0.241	600	
3															-180
3															-150
3															-120
3															-90
3															-60
3															-30
3															0
0															30
0															60
0															90
0															120
0			150												
3			1.6.13	5	0.262	-150	0.067								
3			1.6.14	7	0.217	-150	0.080								
3			1.6.15	9	0.192	-150	0.093								
3			1.6.16	10.59	0.179	-180	0.103								
3			1.6.17			-150									
3			1.6.18			-120									
3			1.6.19			-90									
3			1.6.20			-60									
3			1.6.21			-30									
3	1.6.22	0													

0	1.6.23			30					
0	1.6.24			60					
0	1.6.25			90					
0	1.6.26			120					
0	1.6.27			150					
3	1.6.28	13	0.165	-150				0.119	
3	1.6.29	15	0.157	-150				0.132	
3	1.6.30	17	0.151	-150				0.145	
3	1.6.31	19	0.146	-150				0.158	
3	1.6.32	21	0.142	-150				0.171	
3	1.6.33	23	0.139	-180				0.184	
3	1.6.34			-150					
3	1.6.35			-120					
3	1.6.36			-90					
3	1.6.37			-60					
3	1.6.38			-30					
3	1.6.39			0					
0	1.6.40					30			
0	1.6.41			60					
0	1.6.42			90					
0	1.6.43			120					
0	1.6.44			150					
3	1.6.45	25	0.136	-150				0.197	

10.3 DLC 6.1

N° di simulazioni	Progettazione situazione	DLC	Sub-DLC	Vento				Onde				Correnti marine		Acqua livello	Lunghezza della simulazione (escluso il transitorio)	
				EWM Modello eolico turbolento V_hub = V_ref				ESS H_s = H_S,50		MIS, MUL	ECM U = U_50		EWLR			
				V_hub	TI	Alfa	Dir.	H_s	T_p	Gamma	Theta_wm	U_sur	Theta_c	eta		
[-]	[-]	[-]	[m/s]	[-]	[-]	[gradi]	[m]	[s]	[-]	[gradi]	[m/s]	[gradi]	[m]	[s]		
63	???	6.1	6.1.1	50	11.00	0.11	-210	7.31	10.62	4.593	180	1.13	Co-direzionale con onde	0.62	3600	
3		6.1.2					-180				180					
3		6.1.3					-150				180					
3		6.1.4					-180				150					
3		6.1.5					-150				150					
3		6.1.6					-120				150					
3		6.1.7					-150				120					
3		6.1.8					-120				120					
3		6.1.9					-90				120					
3		6.1.10					-120				90					
3		6.1.11					-90				90					
3		6.1.12					-60				90					
3		6.1.13					-90				60					
3		6.1.14					-60				60					
3		6.1.15					-30				60					
3		6.1.16					-60				30					
3		6.1.17					-30				30					
3		6.1.18					0				30					
3		6.1.19					-30				0					
3		6.1.20					0				0					
3		6.1.21					30				0					
0		6.1.22					0				-30					
0		6.1.23					30				-30					

0	6.1.24	60	-30
0	6.1.25	30	-60
0	6.1.26	60	-60
0	6.1.27	90	-60
0	6.1.28	60	-90
0	6.1.29	90	-90
0	6.1.30	120	-90
0	6.1.31	90	-120
0	6.1.32	120	-120
0	6.1.33	150	-120
0	6.1.34	120	-150
0	6.1.35	150	-150
0	6.1.36	180	-150