

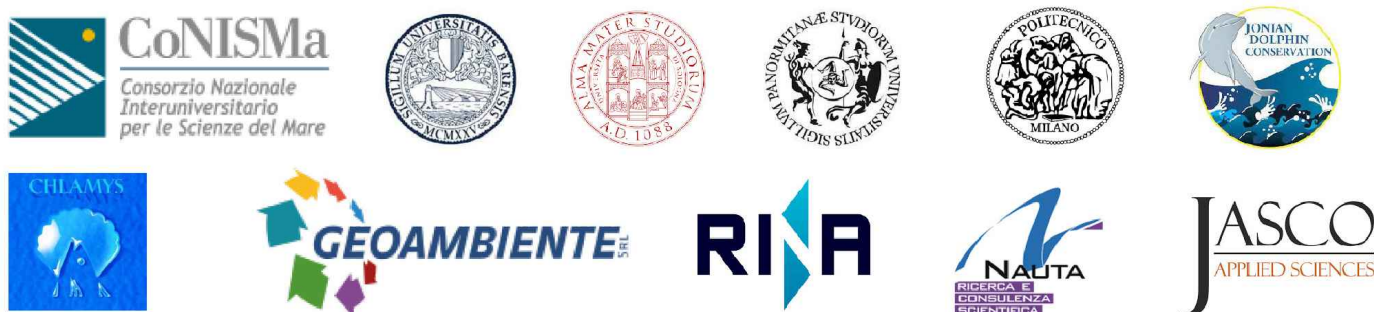
PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA  
 PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO  
 NEL MARE ADRIATICO MERIDIONALE - LUPIAE MARIS  
 35 WTG – 525 MW

**PROGETTO DEFINITIVO - SIA**

Progettazione e SIA



Indagini ambientali e studi specialistici



Studio misure di mitigazione e compensazione



supervisione scientifica



**5. OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE**

**PTO.5.2 Relazione tecnica stazione di trasformazione offshore 380/66 kV**

REV.	DATA	DESCRIZIONE



 <b>POWERING TOGETHER A BETTER TOMORROW</b>	 <b>Lupiae Maris</b> <small>powered by Hope Group &amp; Galileo</small>	
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 1 of 55</b>

Lupia Maris S.r.l

## Sottostazione Offshore

# Relazione tecnico-illustrativa

02	Updated according to STMG modifications	21/12/22	BC	MT	MF
01	First Issue	04/11/22	BC	MT	MF
00	Preliminary Issue	21/10/22	BC	MT	MF
Rev.	Description	Date	Prepared	Checked	Approved

 <b>POWERING TOGETHER A BETTER TOMORROW</b>	 <b>Lupiae Maris</b> <small>powered by Hope Group &amp; Galileo</small>	
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 2 of 55</b>

## Summary

<b>1. Sommario</b>	<b>5</b>
<b>2. Introduzione</b>	<b>6</b>
2.1. Obiettivi del lavoro	7
2.1.1. Deliverables	7
<b>3. Dati di input</b>	<b>9</b>
<b>4. Descrizione della Struttura Portante</b>	<b>10</b>
4.1. Jacket	10
4.1.1. J-tubes	12
4.1.2. Attracchi	13
4.1.1. Dimensioni e peso	14
4.2. Fondazioni	15
4.3. Topsides	16
4.3.1. Dimensioni e peso	18
4.4. Installazione	18
4.4.1. Jacket	18
4.4.2. Pali	20
4.4.3. Topsides	21
<b>5. Descrizione delle opere elettriche</b>	<b>23</b>
5.1. Configurazione impiantistica e componenti principali	23
5.2. Gas Insulated Substation (GIS) 380 kV	24
5.3. Gas Insulated Substation (GIS) 66 kV	27
5.4. Trasformatori Elevatori	29
5.4.1. Olio biodegradabile	30
5.4.2. Sistema di raffreddamento	30
5.5. Reattore Shunt	32
5.6. Collegamenti in alta tensione delle apparecchiature	32
5.7. Ausiliari d'impianto	33
5.7.1. Alimentazione degli ausiliari di impianto	34
<b>6. Descrizione del sistema antincendio</b>	<b>35</b>
6.1. Norme di riferimento	35
6.2. Analisi normativa	35
6.3. Scelte progettuali	38
6.4. Pre-dimensionamento dei sistemi	39
6.4.1. Trasformatori	39
6.4.2. Serbatoio di drenaggio dell'olio e generatori diesel	43
6.4.3. Sale elettriche e sala controllo	45
6.4.4. Eliporto	46

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 3 of 55</b>

6.4.5.	Estintori portatili	49
6.5.	Elementi progettuali del sistema di rivelazione e segnalazione di allarme incendio	49
<b>7.</b>	<b>Costi del Progetto</b>	<b>51</b>
7.1.1.	Considerazioni sui Costi	52
<b>8.</b>	<b>Conclusioni</b>	<b>53</b>
	Allegati	55

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 4 of 55</b>

## Indice delle figure

<i>Figura 1: Inquadramento dell'area interessata dalla sottostazione offshore</i>	9
<i>Figura 2: Struttura della Piattaforma</i>	11
<i>Figura 3: Dettagli J-tubes</i>	12
<i>Figura 4: Jacket - Vista da Sud</i>	14
<i>Figura 5: Jacket - Sezione in prossimità del mare e pile sleeve</i>	15
<i>Figura 6: Livelli Topsides</i>	16
<i>Figura 7: Weather Deck - Vista dall'alto</i>	17
<i>Figura 8: Jacket – Schema di trasporto e sollevamento</i>	19
<i>Figura 9: Jacket – Sequenza di verticalizzazione</i>	20
<i>Figura 10: Pali – Sequenza di installazione</i>	21
<i>Figura 11: Topsides – Schema di trasporto e sollevamento</i>	22
<i>Figura 12: GIS 380kV - Sezione Laterale</i>	26
<i>Figura 13: GIS 380 kV - Vista dall'alto</i>	26
<i>Figura 14: GIS 66kV - Feeder - Vista Laterale</i>	27
<i>Figura 15: GIS 66kV - Coupler - Vista Laterale</i>	28
<i>Figura 16: GIS 66kV - Vista dall'alto</i>	28
<i>Figura 17: Trasformatore elevatore e radiatore- Vista laterale e dall'alto</i>	31
<i>Figura 18: Approccio prestazionale alla progettazione antincendio (tratto dallo standard ST-0145)</i>	36
<i>Figura 19: : Principio dei sistemi ICAF</i>	41
<i>Figura 20: : configurazione di un sistema ICAF (senza serbatoio idrico)</i>	41
<i>Figura 21: skid integrato di un sistema ICAF (fonte: Fireflex Systems)</i>	42
<i>Figura 22: Ubicazione ugelli per la protezione dei trasformatori e radiatori (a sinistra) e dei generatori/serbatoi (destra)</i>	44
<i>Figura 23: esempio di un sistema ICAF stand-alone a dieci zone di scarica (dimensioni: 8 m x 5 m)</i>	44
<i>Figura 24: tipica configurazione di un sistema DIFF standalone</i>	48
<i>Figura 25: Esempio di ugello pop-up per sistema DIFF</i>	48

## Indice delle tabelle

<i>Tabella 1: Selezione delle misure di protezione attiva</i>	37
<i>Tabella 2: Selezione delle soluzioni impiantistiche di rivelazione ed estinzione o controllo dell'incendio</i>	39
<i>Tabella 3: pre-dimensionamento dei sistemi water spray secondo NFPA 15</i>	40
<i>Tabella 4: Pre-dimensionamento dei sistemi ICAF secondo NFPA 11 per la protezione di trasformatori e radiatori</i>	42
<i>Tabella 5: pre-dimensionamento dei sistemi ICAF secondo NFPA 11 per la protezione di spill fires</i>	43
<i>Tabella 6: pre-dimensionamento dei sistemi ad estinguente gassoso (IG-541)</i>	45
<i>Tabella 7: pre-dimensionamento del sistema ad estinguente gassoso (FK-5-1-12)</i>	46
<i>Tabella 8: Costi del Progetto</i>	51

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 5 of 55</b>

## 1. Sommario

La presente relazione è stata redatta con l'obiettivo di fornire una descrizione generale d'impianto della sottostazione elettrica offshore per il progetto di eolico denominato **Lupiae Maris** ("il Progetto"), con l'intento di fornire i principali dati necessari per la realizzazione della stessa.

La sottostazione, basata su tecnologia "bottom fixed" (ovvero con la struttura fissata al fondo marino), sarà installata al largo della costa di Brindisi nella Regione Puglia (Figura 1).

Il progetto prevede l'installazione di un parco eolico offshore composto da 35 aerogeneratori ciascuno di taglia pari a 15 MW, per una capacità totale di 525 MW.

L'iniziativa progettuale è stata realizzata da ESE Engineering Services for Energy Srl ("ESE"), società di ingegneria italiana con trent'anni di esperienza nei settori della generazione elettrica e dell'accumulo di energia con il supporto di TECON S.r.l. ("Tecon"), una società di consulenza e di ingegneria specializzata nel settore offshore/marino.

La realizzazione del progetto "Lupiae Maris" garantirà la produzione di un'importante quantità di energia elettrica da fonte rinnovabile, favorendo la transazione energetica e contribuendo al raggiungimento degli obiettivi previsti del PNIEC e dal PNRR.

L'energia prodotta sarà trasportata sul continente per mezzo di cavi sottomarini per i quali è previsto l'approdo nei pressi del margine meridionale (fronte mare) della centrale elettrica di Cerano, mentre l'allaccio alla rete di trasmissione nazionale è atteso presso la stazione 380kV/150kV di Brindisi gestita da Terna S.p.A.

L'area dove sarà localizzata la sottostazione offshore ha una profondità di circa 105m.

La soluzione "bottom fixed" è stata selezionata in relazione alla profondità del mare e alle modalità di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da Terna S.p.A.

La soluzione scelta permetterà infatti di innalzare la tensione dell'elettricità prodotta a 380kV (richiesto da Terna) evitando la costruzione di un'ulteriore sottostazione a terra, che sarebbe invece necessaria nel caso di installazione di una sottostazione galleggiante.

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 6 of 55</b>

## 2. Introduzione

La società di scopo Lupiae Maris S.r.l (il “Cliente”), intende realizzare un grande impianto eolico offshore, a largo di Brindisi, da 525MW, chiamato a sua volta Lupiae Maris.

La società di scopo nasce dalla Join Venture tra Galileo ed il Gruppo HOPE S.r.l (“Hope”).

Galileo è una piattaforma paneuropea per lo sviluppo delle energie rinnovabili (con sede a Zurigo) e possiede attualmente una pipeline di oltre 4GW di progetti di energia rinnovabile in fase di sviluppo.

Hope è una nuova azienda che ha la sua base operativa in Puglia ed è attiva nel settore delle energie rinnovabili. La sua attività principale è l’integrazione della filiera rinnovabile con la produzione d’idrogeno verde, driver ritenuto indispensabile per l’incremento della penetrazione delle fonti rinnovabili nel mercato elettrico. L’attuale pipeline in sviluppo da parte del Gruppo Hope supera già i due gigawatt di potenza ed è costituita da impianti onshore e offshore sia eolici che fotovoltaici, oltre a impianti di produzione di idrogeno verde alimentati dalle suddette fonti rinnovabili.

L’impianto eolico Lupiae Maris, attualmente in fase di sviluppo, prevedeva inizialmente l’installazione di n° 40 turbine della potenza unitaria pari a 14MW, per una potenza nominale totale di 560MW successivamente ridotte a 35 della potenza unitaria di 15MW per un totale di 525 MW in modo da evitare una sovrapposizione con un altro impianto situato nelle stesse aree.

L’impianto eolico trasmetterà verso terra l’energia elettrica prodotta tramite collegamento in alta tensione a 380kV che si allaccerà alla rete di distribuzione nazionale. A tal proposito verrà prevista una sottostazione elettrica offshore per convogliare a terra l’energia prodotta dalle turbine eoliche tramite una connessione in cavi ad Alta Tensione.

Il Progetto prevede come punto di connessione alla rete a terra, il collegamento su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN a 380/150 kV di Brindisi.

Per studiare la miglior soluzione realizzativa per la sottostazione elettrica offshore, il Cliente ha selezionato due rinomate società di progettazione che hanno lavorato insieme per questo progetto:

- ESE, una società di ingegneria e consulenza con una vasta esperienza nei settori della generazione elettrica, dell’idrogeno e dell’accumulo di energia, incluse tutte le principali tecnologie innovative nel settore, e
- TECON, una società di consulenza e di ingegneria specializzata nel settore offshore/marino che fornisce soluzioni su misura per clienti italiani e internazionali, seguendoli dallo studio di fattibilità fino alla realizzazione dell’opera.

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 7 of 55</b>

## 2.1. Obiettivi del lavoro

Sulla base della richiesta del Cliente, delle informazioni già ricevute e di ulteriori necessarie informazioni raccolte all'inizio del progetto, ESE e Tecon hanno realizzato uno studio con i seguenti obiettivi:

- Dimensionare la sottostazione elettrica;
- Definire la configurazione di piattaforma più idonea;
- Definire preliminarmente il layout d'impianto;
- Stimare il costo della sottostazione e della piattaforma;
- Valutare preliminarmente il BOP (Balance of Plant) relativo all'impianto e le relative dimensioni;
- Presentare un'indicazione preliminare dei costi del progetto;
- Preparare le informazioni necessarie per lo sviluppo di un modello 3D preliminare (importazione dati e realizzazione modello a carico del Cliente).
- Sviluppare la documentazione preliminare della sottostazione per la presentazione della richiesta VIA

### 2.1.1. Deliverables

Nello sviluppo del lavoro, ESE e Tecon hanno prodotto i seguenti documenti:

- Layout e viste
  - o Layout della piattaforma e della sottostazione ai vari piani della struttura
- Sistema Elettrico
  - o Schema unifilare di impianto
  - o Descrizione del sistema elettrico
  - o Datasheet fornitore dei componenti elettriche principali:
    - GIS 66kV
    - GIS 400kV
    - Trasformatori Elevatori
    - Shunt Reactor
- Sistema Antincendio
  - o Descrizione del sistema antincendio
- Strutture della piattaforma:
  - o Jacket – Alzate: Disegni bidimensionali delle alzate del jacket con indicazione delle dimensioni globali e dei dimensionamenti di alcuni elementi principali
  - o Jacket – Piante Top e Bottom Frames: disegni bidimensionali del top e bottom frame del jacket con indicazione delle dimensioni globali e dei dimensionamenti di alcuni elementi principali
  - o Jacket – Layout J-Tubes. le posizioni dei j-tubes entro cui verranno tirati gli ombelicali in ingresso e in uscita dalla piattaforma saranno preliminarmente definite.



		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 8 of 55</b>

- Jacket - Pali di fondazione e connessione dei pali al jacket.
- Topsides – Pianta ed Elevazioni Dei Deck: le piante e le elevazioni strutturali saranno definite in base ai layouts e saranno riportate su disegni dedicati con l’indicazione dei principali dimensionamenti
- Installazione – Jacket e Deck: Saranno emessi dei disegni illustrativi delle fasi più significative di trasporto, sollevamento e installazione del jacket e delle topsides.
- Costi
  - budget preliminare per la realizzazione e la messa in opera dell’intero impianto (sottostazione e piattaforma)

**Nota:** I disegni strutturali delle topsides sono basati su layouts di impianti simili e su precedenti esperienze con piattaforme di trasformazione con potenze installate e numero di linee (in entrata a 66 kV e in uscita a 400kV) analoghi. La configurazione strutturale del jacket e dei pali di fondazione sono basati su precedenti esperienze di piattaforme Oil&Gas realizzate su fondali analoghi e sui layout e i pesi delle topsides. Sono preliminarmente forniti degli schemi illustrativi delle principali operazioni marine necessarie all’installazione della piattaforma.

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 9 of 55</b>

### 3. Dati di input

Lo studio di fattibilità si basa sulle seguenti informazioni:

- Alimentazione
  - Impianto eolico da 525 MW complessivi, composto da n°15 pale eoliche ciascuna da 15MW
- Localizzazione impianto
  - Offshore, mar Adriatico, posizione come da mappe fornite (vedi figura 1)
- Sottostazione elettrica
  - I generatori del parco eolico offshore saranno collegati alla sottostazione in oggetto tramite 7 collegamenti via cavo 66kV in accordo a quanto richiesto durante il KOM tenutosi in data 06/07/2022.
  - La sottostazione elettrica offshore esporterà l'energia prodotta dal parco eolico ad una sottostazione onshore tramite n°1 connessione a 380kV in accordo alle modifiche della STMG comunicate da Terna. Inizialmente erano previste n.2 connessioni a 380kV.

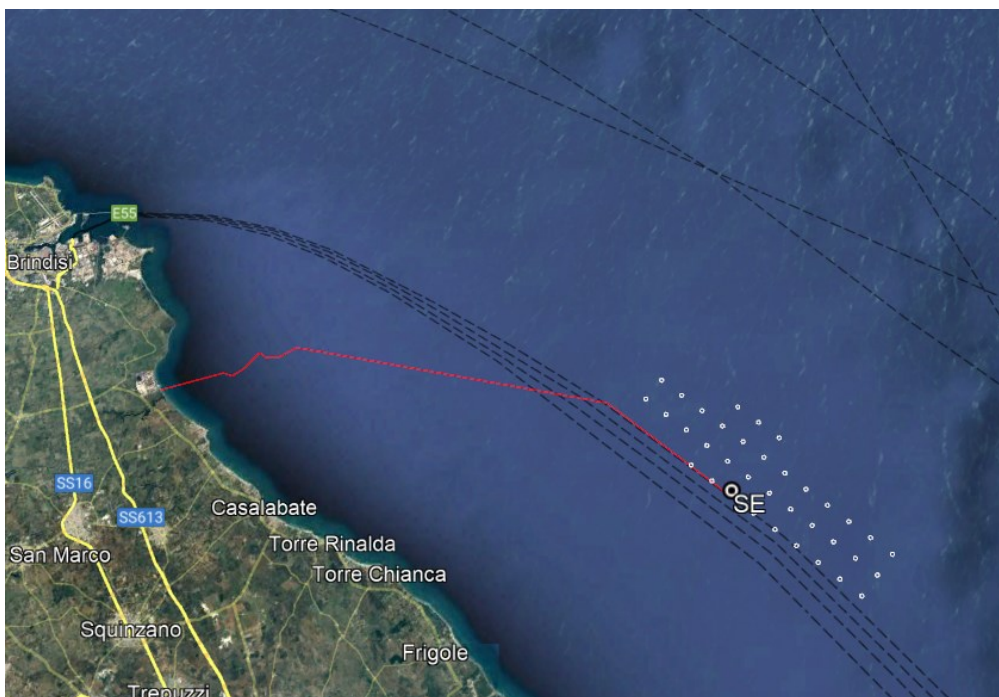


Figura 1: Inquadramento dell'area interessata dalla sottostazione offshore

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 10 of 55</b>

## 4. Descrizione della Struttura Portante

La struttura della sottostazione offshore è di tipo fisso ed è composta dai seguenti componenti:

- sottostruttura (Jacket);
- pali di fondazione;
- sovrastruttura (Topsides).

### 4.1. Jacket

Il Jacket è una struttura reticolare saldata in acciaio tubolare a 4 gambe di forma tronco piramidale, che si estende dal fondale (-105m) a elevazione +15m dal livello del mare. Gli elementi tubolari e diagonali di controventatura sono disposti su quattro file principali, con inclinazioni 1/10 e 1/12, e 5 piani orizzontali, che si trovano alle el. +11.0m, -13.0m, -43.0m, -73.0m, -103.0m dal livello del mare.

Nella parte alta la struttura del Jacket è concepita con due false gambe, che permettono un'interfaccia Jacket/ Topsides su sei punti di appoggio. I due ulteriori punti di appoggio centrali consentono la riduzione delle luci degli elementi di piano del Topsides e la conseguente riduzione della loro sezione.

La struttura sarà protetta dalla corrosione tramite opportuna verniciatura e tramite protezione catodica passiva (anodi sacrificali) opportunamente dimensionati.

 <p>POWERING TOGETHER A BETTER TOMORROW</p>	 <p>Lupiae Maris powered by Hope Group &amp; Galileo</p>	
<p>DOC. N°: 11961-PMS-001 REV: 02</p>	<p><b>Relazione tecnico-illustrativa sottostazione offshore</b></p>	<p>DATE: 21/12/2022 PAGE: 11 of 55</p>

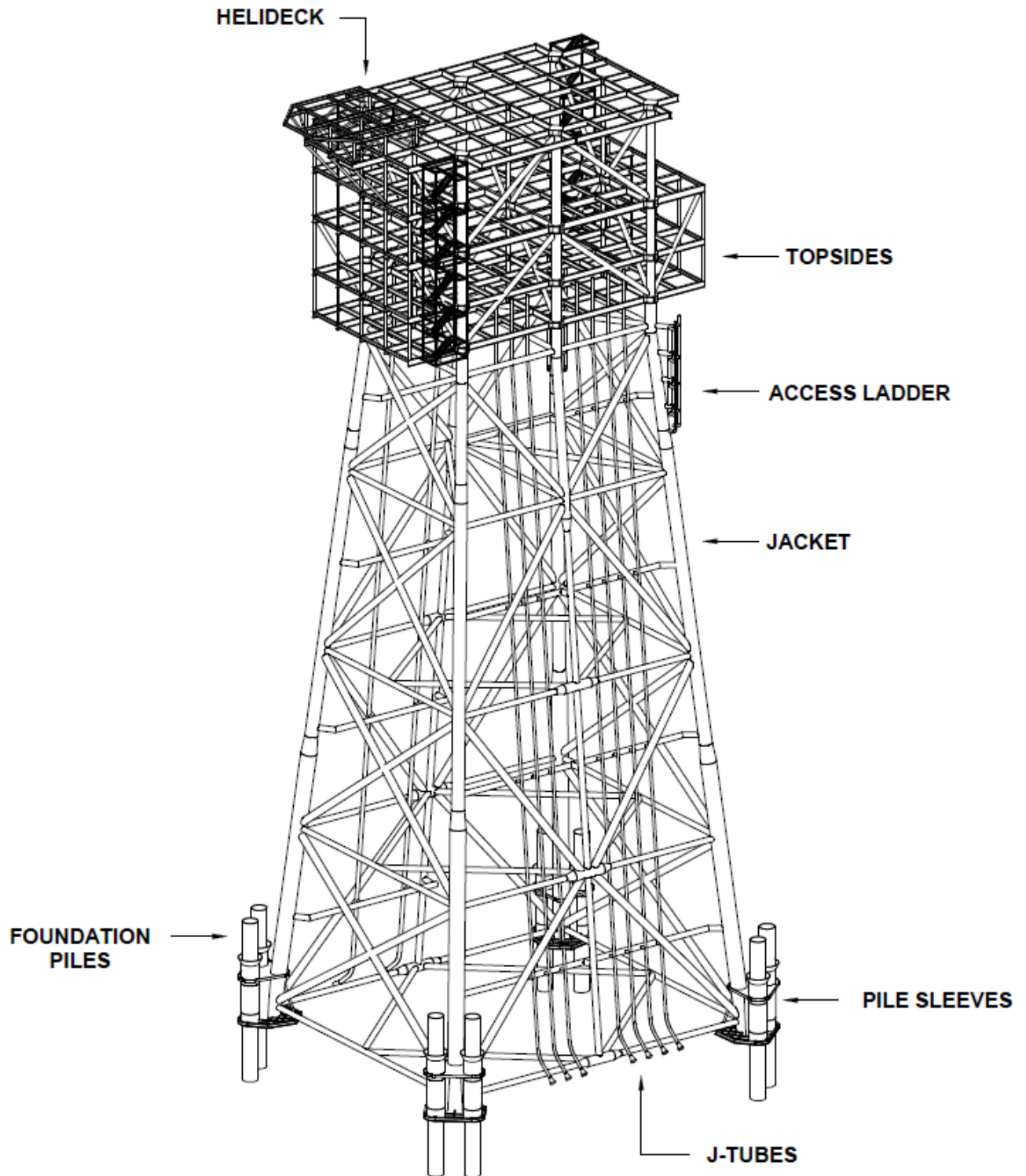


Figura 2: Struttura della Piattaforma

 <b>POWERING TOGETHER A BETTER TOMORROW</b>	 Lupiae Maris <small>powered by Hope Group &amp; Galileo</small>	
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 12 of 55</b>

### 4.1.1. J-tubes

I J-tubes sono tubi in acciaio che forniscono guida e protezione meccanica per i cavi sottomarini in risalita dal fondale, che sono contenuti al loro interno. I cavi entrano attraverso la campana predisposta sul fondo (bellmouth) e sono guidati fino a raggiungere il cable deck (+16.0m), piano a cui si trovano i sistemi di sospensione (hang-off).

All'interno della struttura del Jacket sono presenti sette J-tube di import da 16" e uno di export da 24", opportunamente vincolati alla struttura del Jacket tramite un sistema di guide che limita la lunghezza delle campate libere e il rischio di vibrazioni indotte da vortici (VIV) in condizioni di corrente, onde e corrente e vento.

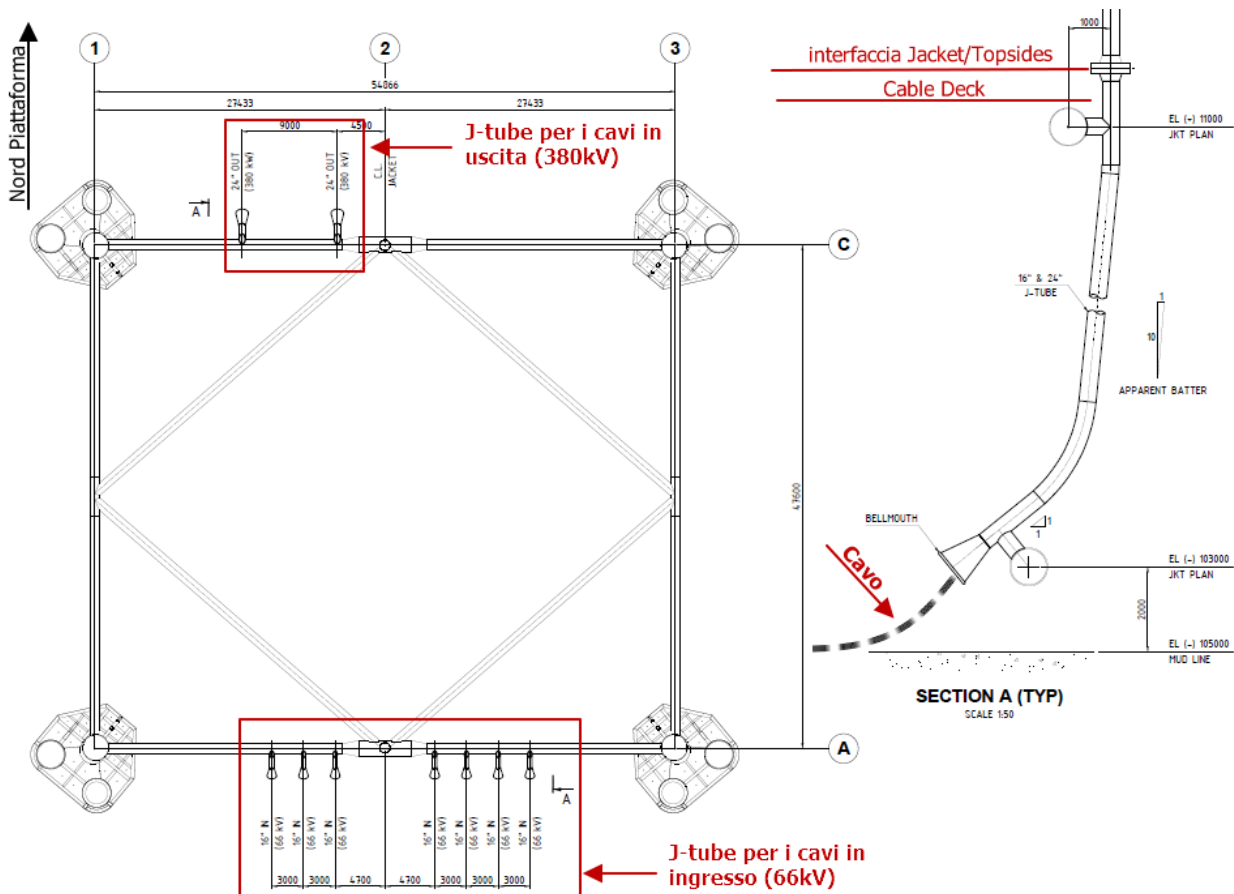


Figura 3: Dettagli J-tubes

I sette J-tube da 16" sono collocati sul lato Sud Piattaforma e al loro interno ospitano i cavi da 66kV in arrivo dagli aerogeneratori. Il j-tube da 24" si trova sul lato opposto (Nord Piattaforma) e contengono i cavi da 380kV in uscita verso terra. I lati Est e Ovest Piattaforma rimangono liberi da cavi stesi sul fondale per assicurare su questi lati l'operabilità della gru di piattaforma e l'avvicinamento delle navi d'appoggio (supply

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 13 of 55</b>

vessel, walk-to-work vessel, crew transfer vessel), con ridotto rischio di danneggiamento dei collegamenti subacquei per caduta oggetti in fase di movimentazione.

I J-tubes dovranno essere adeguatamente dimensionati e conformati per permettere il passaggio dei dispositivi di tiro dei cavi (pulling heads). Ad ogni modo le dimensioni dei J-tube verranno definite e confermate in fase di dettaglio anche in accordo ai cavi all'effettiva tipologia di cavo selezionata. L'angolo di ingresso/uscita di 45° con l'orizzontale e l'altezza dal fondale di circa 2m forniscono flessibilità per l'installazione e limitano la flessione locale dei cavi.

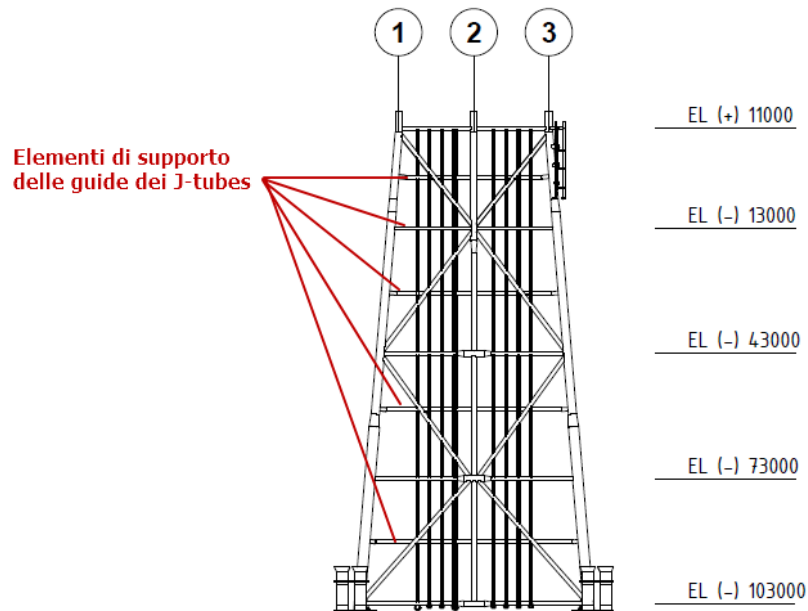
#### **4.1.2. Attracchi**

La piattaforma è dotata di due attracchi disposti sulle due gambe del Jacket lato est per consentire l'accesso dal mare tramite Crew Transfer Vessel (CTV). Gli attracchi sono fissati alla struttura principale e pertanto saranno installati insieme al Jacket.

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 14 of 55</b>

### 4.1.1. Dimensioni e peso

Altezza:	120m (da -105m a +15m da livello mare)
Ingombro alla base:	67 m x 60 m
Interasse gambe in testa al Jacket:	13.72 m x 18.00m
Interasse gambe sul fondale:	55 m x 48 m
N. di piani orizzontali:	5
Elevazione piani orizzontali:	el. +11.0m, -13.0m, -43.0m, -73.0m, -103.0m
Peso stimato:	3500t



Jacket - Vista da Sud

Figura 4: Jacket - Vista da Sud

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 15 of 55</b>

## 4.2. Fondazioni

La struttura del Jacket è ancorata al fondale mediante pali di fondazione di tipo 'skirt piles', posizionati ai quattro angoli. In questa fase di progetto sono stati considerati otto skirt piles (due per angolo).

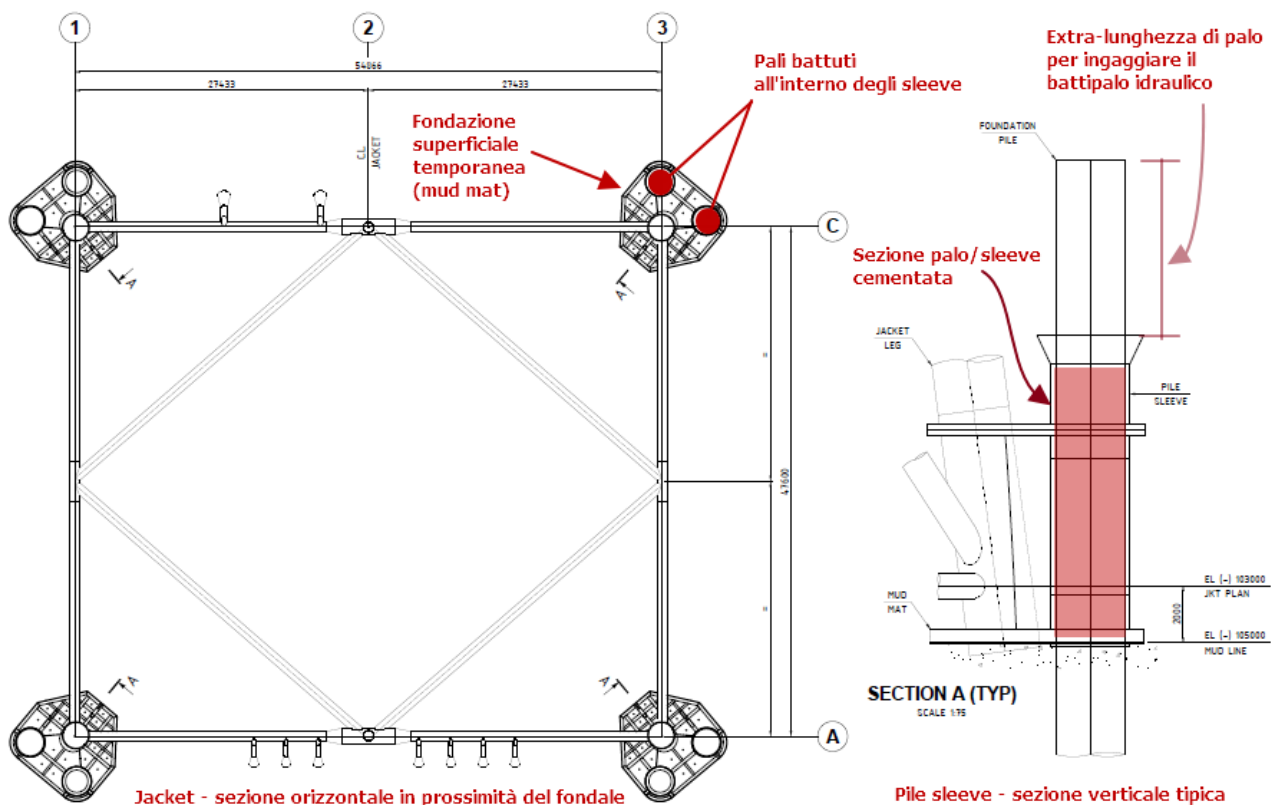


Figura 5: Jacket - Sezione in prossimità del mare e pile sleeve

Gli 8 pali in acciaio sono a punta aperta del diametro compreso tra 2000mm e 2500mm.

La lunghezza dei pali dovrà essere definita e verificata sulla base degli effettivi dati meteomari e geotecnici del sito.

I pali sono infissi nel terreno a mezzo battitura (con battipalo idraulico subacqueo) attraverso delle opportune guide (pile sleeves) saldamente connesse alla base del jacket.

Una volta raggiunta l'infissione di progetto, i pali saranno collegati al Jacket pompando malta di cemento nell'intercapedine tra palo e guida con apposito sistema di iniezione.

Sulla base di precedenti esperienze su progetti simili realizzati su fondali analoghi in varie aree del mondo, si stima un peso complessivo degli otto pali di 3000 t – 3500 t.



 <b>POWERING TOGETHER A BETTER TOMORROW</b>	 Lupiae Maris <small>powered by Hope Group &amp; Galileo</small>	
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 16 of 55</b>

### 4.3. Topsides

Il Topsides è una struttura tralicciata a 5 livelli, al cui interno si trovano tutte le apparecchiature elettriche, gli impianti e il modulo alloggi.

I principali livelli previsti sono (quote rispetto al livello del mare):

- Livello 1 - el.+16.0m - Cable deck: piano a cui arriva la sommità dei J-tube, dedicato a fornire adeguata portata e spazio per i sistemi di pulling e per il routing dei cavi ai GIS 66kV e 380kV;
- Livello 2 - el. +23.0m - Utility deck: piano a cui sono alloggiati i GIS 66kV, 380kV e le control rooms;
- Livello 3 - el. +32.0m - Main deck –: piano a cui si trovano main transformers e shunt reactors;
- Livello 4 - el. +40.0m – Piano intermedio per servizi limitato ai due sbalzi laterali, non facente parte della tralicciatura principale del modulo; se richiesto, può essere aggiunto un ulteriore livello tra el. +32.0m e +48.0m;
- Livello 5 - el. +48.0m - Weather deck: copertura di capacità portante adeguata per il carico e la movimentazione di attrezzature;
- Livello 6 - el.+53.0m - Helideck: piano di appontaggio per elicotteri.

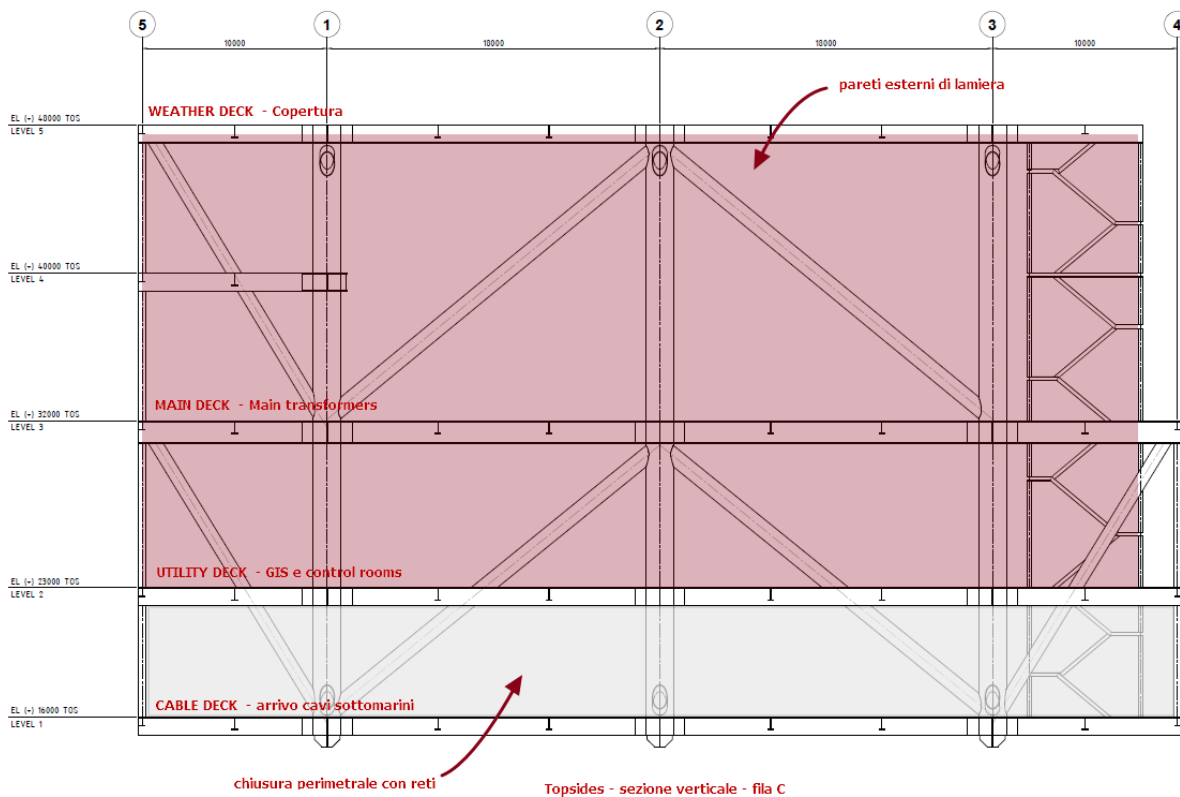


Figura 6: Livelli Topsides

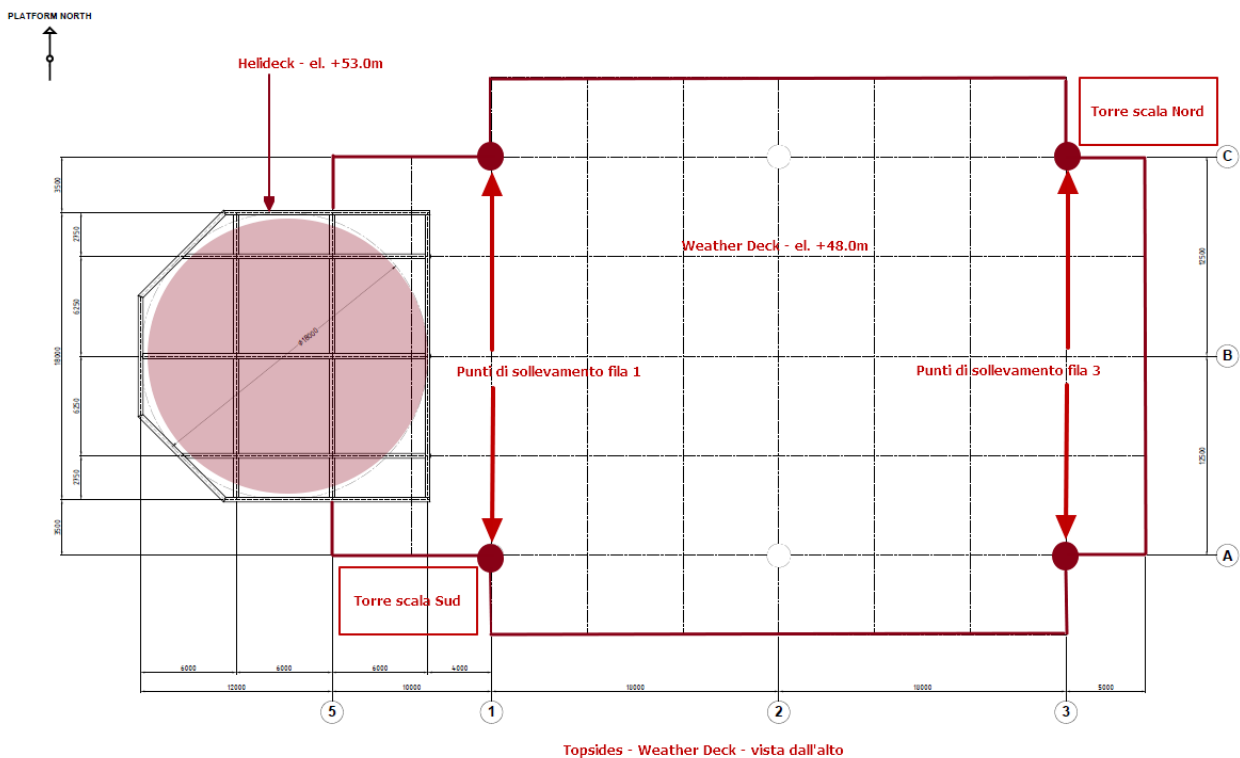
 <b>POWERING TOGETHER A BETTER TOMORROW</b>	 <b>Lupiae Maris</b> <small>powered by Hope Group &amp; Galileo</small>	
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 17 of 55</b>

La struttura del Topsides si appoggia sul Jacket in corrispondenza delle sei colonne principali, disposte su due file con maglia principale di 36m x 25m.

Il Cable Deck è inteso come un livello aperto all'ambiente marino, il cui piano di calpestio è coperto con grigliato. Sul suo perimetro sono previste reti a tutta altezza per evitare l'ingresso di volatili nell'area in cui disposti i cavi. Dal livello 2 (el. +23.0m), andando verso l'alto, la struttura del Topsides è completamente chiusa rispetto all'ambiente marino: le pareti esterne, la copertura e i piani di calpestio sono realizzati con pannelli di acciaio saldati e rinforzati.

Sopra il Topsides è previsto un eliporto ottagonale. Il diametro del cerchio inscritto, definito in base alla taglia dell'elicottero di riferimento, è stato preliminarmente fissato in 18.0 m (adatto per AW149, Bell 412). Il piano di appontaggio è previsto a +53.0m da livello mare.

Sono previste due torri scala a servizio di tutti i piani, in posizioni diametralmente opposte rispetto al centro della piattaforma.



**Figura 7: Weather Deck - Vista dall'alto**

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 18 of 55</b>

### 4.3.1. Dimensioni e peso

Ingombro massimo previsto:	L=63.0 m, B=35.0 m, H=37.0m
Interasse colonne principali:	36.0 m x 25.0m
N. di piani di servizio:	n.5 + n.1 eliporto
Elevazione piani di servizio da LAT:	+16m, +23m, +32m, +40m, +48m, +53m
Peso previsto al sollevamento:	5000 t

## 4.4. Installazione

### 4.4.1. Jacket

Prima di iniziare le operazioni di installazione del Jacket sarà eseguito un accurato sopralluogo del fondale nella zona di installazione in modo da individuare eventuali ostacoli da rimuovere e verificare che il fondale sia regolare. Data la profondità, il sopralluogo potrà essere eseguito tramite ROV (Remote Operated Vehicle).

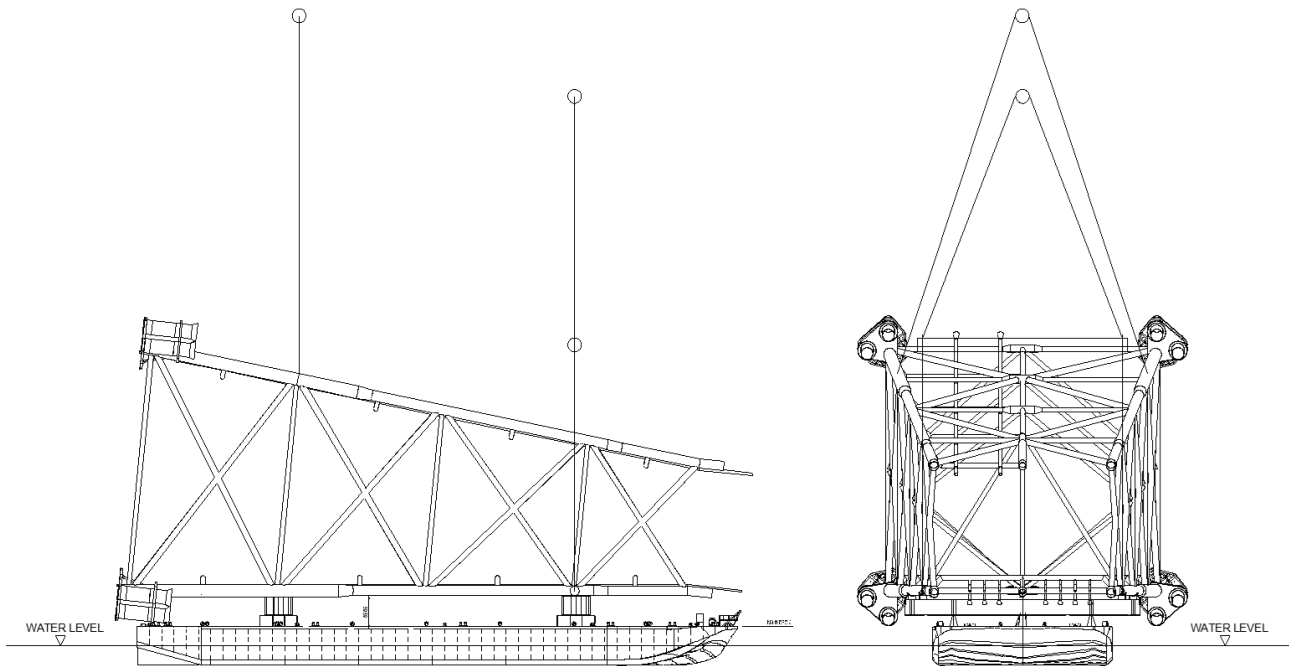
Il trasporto dal cantiere di costruzione al sito di installazione avverrà caricando il jacket su una bettolina da trasporto (cargo barge) di adeguata capacità. Il Jacket sarà costruito e trasportato in orizzontale.

La crane barge, comunemente identificata con l'acronimo HLV (Heavy Lifting Vessel), sarà ormeggiata in prossimità del sito di installazione e orientata secondo la direzione più favorevole tenendo conto della direzione prevalente del mare e delle previsioni meteo relative al periodo di installazione.

Una volta raggiunto il sito di installazione la bettolina sarà ormeggiata a poppa dell'HLV, dove sono collocate le gru.

Il sollevamento sarà effettuato con due ganci e due gru, senza necessità di mettere il Jacket in galleggiamento libero.

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 19 of 55</b>

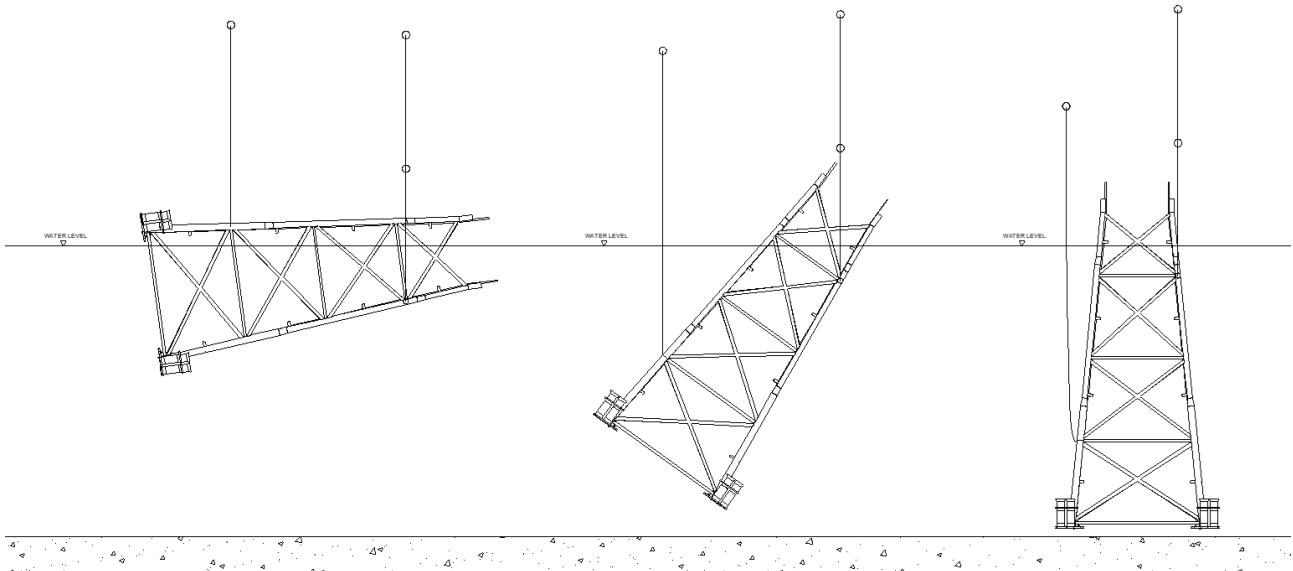


**Figura 8: Jacket – Schema di trasporto e sollevamento**

La sequenza delle operazioni necessarie ad installare il Jacket è brevemente descritta qui di seguito.

- le braghe di sollevamento saranno collegate ai ganci delle gru;
- i cavi di ritenuta laterali, necessari per controllare l'assetto del jacket durante il sollevamento, saranno collegati a punti fissi del vessel;
- i rizzaggi che assicuravano il jacket alla bettolina durante il trasporto saranno tagliati;
- una volta completato il taglio dei rizzaggi, i ganci delle gru saranno sollevati fino a quando il jacket si solleverà dai supporti della bettolina, garantendo la distanza minima dalla barca di circa 2m-3m;
- la bettolina sarà quindi disormeggiata e spostata dalla zona di installazione;
- abbassando in modo differenziale i ganci della gru il jacket sarà calato in acqua e, contemporaneamente ruotato in modo graduale, fino a raggiungere la sua configurazione verticale, con cui sarà adagiato sul fondo;
- una volta posizionato, i ganci saranno ulteriormente abbassati fino ad annullare la tensione nelle braghe; le tolleranze di posizionamento e orientamento del jacket sul fondo saranno dell'ordine di qualche metro e di 1-2-gradi; la tolleranza sulla verticalità non dovrà superare 0.5 gradi.

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 20 of 55</b>



**Figura 9: Jacket – Sequenza di verticalizzazione**

#### **4.4.2. Pali**

Le fondazioni della piattaforma sono costituite da otto pali di diametro compreso tra 2.4m e 2.8m.

Gli otto pali saranno infissi nel terreno fino alla penetrazione di progetto.

I pali saranno prefabbricati in unico pezzo e trasportati al sito di installazione su un'apposita bettolina, o sulla stessa bettolina sulla quale sarà trasportato il jacket.

La sequenza di installazione e battitura dei pali è brevemente descritta qui di seguito:

- I pali saranno verticalizzati direttamente sulla bettolina di trasporto o sulla crane barge in funzione dell'attrezzatura di cui disporrà l'Installatore. In alternativa, i pali potranno anche essere varati dalla bettolina direttamente in acqua tramite rotolamento e poi verticalizzati in mare. In quest'ultimo caso i pali dovranno essere opportunamente modellati;
- Il palo sospeso alla gru sarà calato nel tubo guida (sleeve) e penetrerà nel terreno fino a raggiungere la sua penetrazione di equilibrio; a questo punto la gru sarà scollegata;
- la gru sarà utilizzata per sospendere il battipalo; il battipalo da utilizzare sarà idraulico e in grado di operare anche sott'acqua; le caratteristiche del battipalo dovranno essere tali da garantire il raggiungimento dell'infissione di progetto senza provocare sollecitazioni eccessive nel palo stesso;
- il battipalo sarà appoggiato sulla testa del palo e si inizieranno le operazioni di battitura;
- la battitura terminerà quando tutti i pali avranno raggiunto l'infissione di progetto;

 <b>POWERING TOGETHER A BETTER TOMORROW</b>	 <b>Lupiae Maris</b> <small>powered by Hope Group &amp; Galileo</small>	
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 21 of 55</b>

- dopo la battitura si procederà alla cementazione dei pali, che consisterà nell'iniezione di malta di cemento nell'intercapedine tra palo e guida;
- la cementazione avverrà attraverso le linee di cementazione preinstallate sul Jacket. La tenuta del cemento nell'intercapedine dovrà essere garantita attraverso appositi sistemi di ritenuta attivi (inflatable packers) o passivi (grout seals), che saranno installati nella parte inferiore degli sleeves in base a quanto stabilito in sede di progetto di dettaglio. Nel caso in cui qualche componente del sistema di cementazione non funzionasse come previsto e ci fossero quindi delle perdite, si utilizzeranno le procedure di emergenza atte a garantire che in ogni caso il collegamento cementato tra palo e gamba raggiunga l'efficienza richiesta.

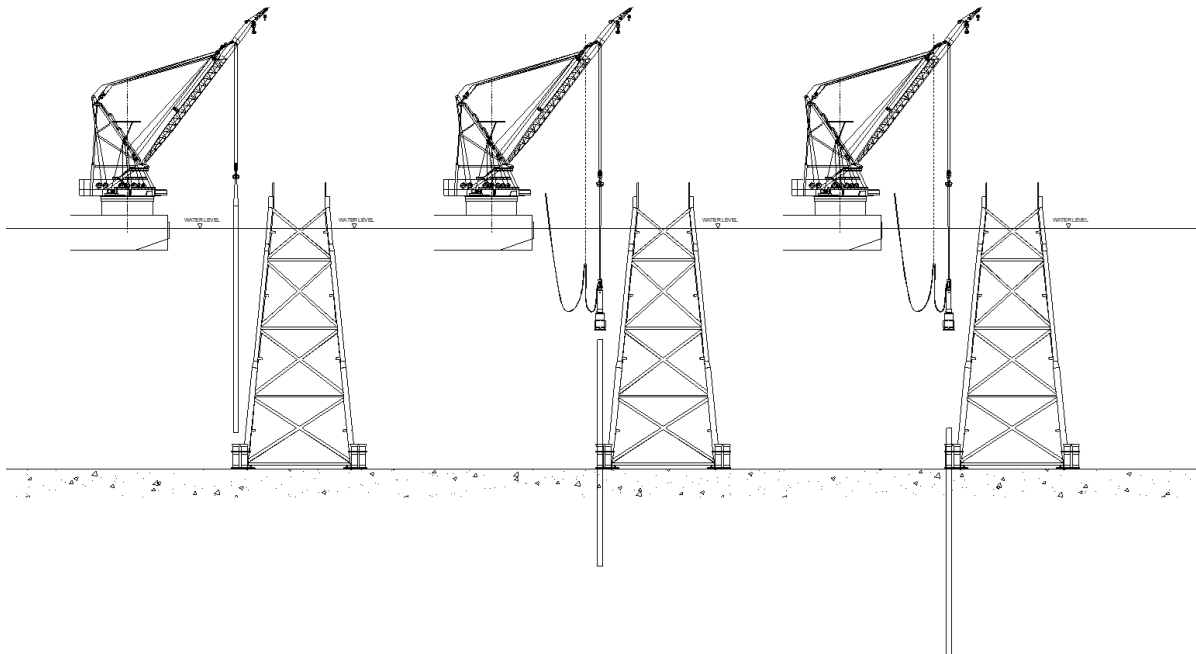


Figura 10: Pali – Sequenza di installazione

#### 4.4.3. Topsides

Prima di iniziare le operazioni di installazione del Topsides, deve essere effettuato il taglio a misura della testa delle colonne del Jacket in modo da garantire l'orizzontalità del Topsides.

La crane barge sarà ormeggiata nelle adiacenze del Jacket e la bettolina sulla quale sarà caricato il Topsides sarà ormeggiata a poppa del HLV.

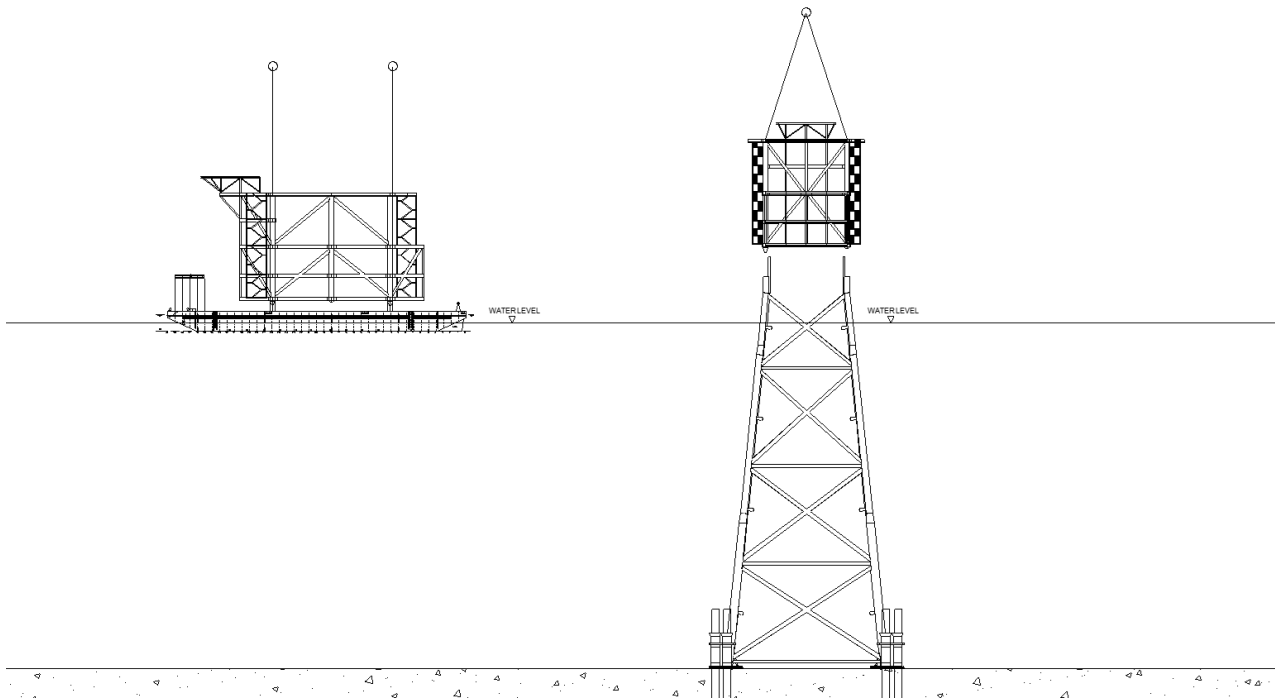
Il sollevamento del Topsides sarà effettuato con due gru.

La sequenza delle operazioni necessarie per installare il Topsides è la seguente:

- Collegamento dei cavi di ritenuta laterali necessari per controllare l'assetto durante il sollevamento;

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 22 of 55</b>

- Taglio dei rizzaggi che assicurano il Toppides alla bettolina durante il trasporto;
- Una volta completato il taglio dei rizzaggi, si inizierà a sollevare i ganci delle gru contemporaneamente fino a quando il Toppides si solleverà dai supporti della bettolina;
- Si continueranno a sollevare i ganci fino a quando il Toppides si troverà ad una quota più alta del jacket di almeno 2-3m.
- Operando con la gru e muovendo la crane barge si allineerà il Topside sopra il Jacket;
- Si abbasseranno i ganci delle gru fino a quando i coni di centraggio predisposti nella parte inferiore delle colonne del Toppides ingaggeranno la testa delle colonne del Jacket;
- Abbassando ulteriormente i ganci delle gru il Toppides rimarrà supportato dal Jacket;
- Si procederà poi alla saldatura fra le gambe del Jacket e le colonne del Toppides.



**Figura 11: Toppides – Schema di trasporto e sollevamento**

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 23 of 55</b>

## 5. Descrizione delle opere elettriche

La sottostazione elettrica offshore convoglierà la potenza prodotta dall'impianto eolico verso terra. Il parco eolico sarà composto da n°35 turbine eoliche di potenza unitaria pari a 15 MW. Le n°35 turbine saranno raggruppate in n°7 stringhe da 5 turbine ciascuna, con una potenza di stringa pari a 75 MW.

Tali stringhe saranno collegate tramite cavi dinamici sottomarini a 66kV agli stalli del GIS 66kV presenti nella sottostazione elettrica offshore.

La sottostazione innalzerà il livello di tensione da 66kV a 380 kV tramite due trasformatori di potenza nominale a 330MVA.

### 5.1. Configurazione impiantistica e componenti principali

La sottostazione offshore sarà alimentata dal parco eolico offshore tramite n°7 cavi sottomarini e collegata alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) tramite una linea in alta tensione (380kV). La sottostazione offshore sarà composta da due GIS a tensione rispettivamente pari a 66kV e 380kV.

Il GIS a 66kV sarà formato da:

- N.7 stalli (baie) in ingresso dal Parco Eolico.
- N.2 stalli (baie) per alimentazione dei due trasformatori ausiliari utili all'alimentazione degli ausiliari di impianto.
- N.2 stalli collegati ai trasformatori da 300MVA per innalzare il livello di tensione a 380kV.
- Il sistema sarà diviso in due semi sbarre collegate tramite un coupler normalmente aperto. Ogni semi-sbarra sarà equipaggiata con trasformatore di tensione e lame di messa a terra.

Il GIS a 380 kV sarà formato da tre baie che permettono il:

- Collegamento tramite n°1 terna di cavi sottomarini allo stallo di proprietà di Terna per l'esportazione dell'energia prodotta dall'impianto eolico.
- Collegamento allo Shunt Reactor previsto per la compensazione dell'energia capacitiva dovuta al collegamento in cavo sottomarino.
- Collegamento ai trasformatori innalzatori 66/380kV.

Dagli stalli dei trasformatori abbassatori del GIS 66kV si distribuirà l'energia agli ausiliari di sottostazione tramite n°2 trasformatori AT/BT. Ogni trasformatore si collegherà al quadro principale di Bassa Tensione che alimenterà a sua volta gli ausiliari di impianto.

Il sistema in BT è caratterizzato da:

- N. 1 quadro di Bassa Tensione a 400 V (denominato LVSG-AUX1) per l'alimentazione dei sottoquadri ausiliari. Il quadro sarà diviso in n°3 semi sbarre con due interruttori di accoppiamento



		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 24 of 55</b>

sbarre automatico (ATS.) Il quadro sarà normalmente alimentato dai due trasformatori ausiliari ed in caso di emergenza dal Generatore Diesel.

- Sistema in corrente continua (DC UPS)
- Gruppo di continuità in corrente alternata (AC UPS)

In aggiunta a quanto sopra, saranno previsti tutti i sistemi ausiliari d’impianto, necessari al corretto funzionamento della sottostazione, quali ad esempio:

- Sistema di controllo e protezione
- Sistema HVAC
- Sistema antincendio
- Sistema luci e prese
- Sistema di videosorveglianza
- Sistema trattamento acqua

Il dettaglio della distribuzione elettrica è rappresentato nel diagramma unifilare allegato a questa relazione “11961-EBG-001 Single Line Diagram”.

Il dettaglio della disposizione in pianta dei componenti è rappresentato nel layout allegato a questa relazione “11961-LDL-001 Planimetrie”

## 5.2. Gas Insulated Substation (GIS) 380 kV

In accordo alle modifiche della Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) redatta da Terna per l’impianto eolico di interesse, la sottostazione offshore dovrà essere collegata a 380kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN a 380kV/150kV di Brindisi.

La soluzione GIS con tre stalli rispetta quanto richiesto da Terna nella STMG. La soluzione in questione rispetto ad altre possibili configurazioni permette di ridurre le dimensioni ed il peso della piattaforma. Ne deriva anche una notevole riduzione dei costi.

Ogni “baia di trasformazione” GIS 380kV è formata dalle seguenti componenti:

- Terminali cavo di alta tensione in ingresso dal trasformatore elevatore
- Tre (3) scaricatori di tensione monofase
- Tre (3) trasformatori di tensione monofase
- Un (1) sezionatore di terra ad alta velocità
- Un (1) sezionatore (di linea) trifase
- Un (1) sezionatore di terra

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 25 of 55</b>

- Tre (3) trasformatori di corrente monofase
- Un (1) interruttore trifase (comando unipolare);
- Un (1) sezionatore di terra
- Un (1) sezionatore (di linea) trifase

Le baie di trasformazione si collegheranno alla sbarra 380 kV munita di trasformatore di tensione e sezionatore di terra ad alta velocità. Alla sopracitata sbarra sarà collegata una terza baia, “baia di linea”, che sarà composta da:

- Un (1) sezionatore (di linea) trifase
- Un (1) sezionatore di terra
- Tre (3) trasformatori di corrente monofase
- Un (1) interruttore trifase (comando unipolare);
- Un (1) sezionatore di terra
- Un (1) sezionatore (di linea) trifase
- Un (1) sezionatore di terra ad alta velocità
- Tre (3) trasformatori di tensione monofase
- Terminali cavo in alta tensione per collegamento a stalli RTN

In parallelo ai terminali cavo in alta tensione verso RTN si dirama il collegamento del GIS 380kV verso il reattore di shunt. La baia in questa derivazione è composta da:

- Tre (3) scaricatori di tensione monofase
- Tre (3) trasformatori di corrente monofase (in opzione)
- Un (1) sezionatore (di linea) trifase
- Un (1) sezionatore di terra ad alta velocità
- Terminali per cavi di collegamento al reattore

 <p>POWERING TOGETHER A BETTER TOMORROW</p>	 <p>Lupiae Maris powered by Hope Group &amp; Galileo</p>	
<p>DOC. N°: 11961-PMS-001 REV: 02</p>	<p><b>Relazione tecnico-illustrativa sottostazione offshore</b></p>	<p>DATE: 21/12/2022 PAGE: 26 of 55</p>

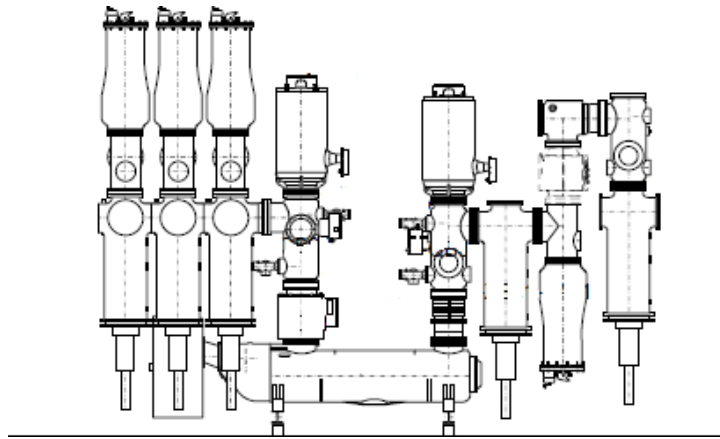


Figura 12: GIS 380kV - Sezione Laterale

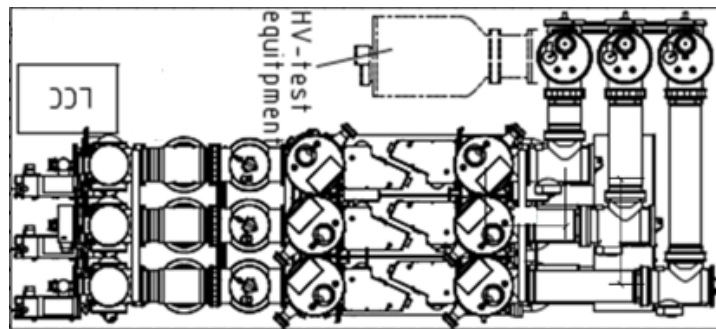


Figura 13: GIS 380 kV - Vista dall'alto

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 27 of 55</b>

### 5.3. Gas Insulated Substation (GIS) 66 kV

Il GIS 66kV è utilizzato per raccogliere l'energia elettrica prodotta dalle sette stringhe di turbine eoliche e tramite gli stalli di trasformazione innalzare il livello di tensione da 66kV a 380kV. Il GIS 66kV contiene inoltre due stalli per i trasformatori ausiliari. Il GIS 66kV è composto da due semi sbarre collegate tramite congiuntore.

Per il livello di tensione in oggetto (66kV), è presente sul mercato una nuova tecnologia GIS denominata "Clean Air", aria pulita. Rispetto al classico isolamento tramite SF6, la tecnologia "Clean Air" risulta leggermente più ingombrante a fronte però di un costo che è leggermente inferiore.

Per il dimensionamento della sottostazione in oggetto è stata selezionata la soluzione "Clear Air" in vista di una possibile regolamentazione europea che dovrebbe escludere l'utilizzo di SF6 nel caso in cui fosse disponibile una soluzione tecnologica equivalente non inquinante.

Considerando le sette stringhe degli aereogeneratori, le due baie verso i trasformatori elevatori, le due uscite verso i trasformatori ausiliari e il congiuntore, il numero totale degli stalli che compongono il GIS 66kV è n°12.

Ogni baia (ad eccezione del congiuntore) è formata dalle seguenti componenti:

- Terminali cavo di alta tensione in ingresso dalle turbine eoliche o in uscita verso i trasformatori elevatori ed ausiliari;
- Un (1) sezionatore di terra ad alta velocità;
- Tre (3) scaricatori di tensione monofase;
- Tre (3) trasformatori di tensione monofase;
- Un (1) sezionatore (di linea) trifase con lame di messa a terra;
- Tre (3) trasformatori di corrente monofase;
- Un (1) interruttore trifase (comando unipolare);
- Un (1) sezionatore (di linea) trifase con lame di messa a terra;

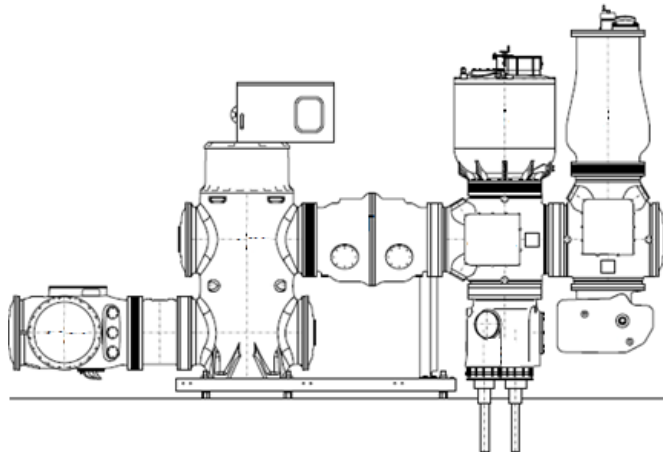


Figura 14: GIS 66kV - Feeder - Vista Laterale

 <b>POWERING TOGETHER A BETTER TOMORROW</b>	 <b>Lupiae Maris</b> <small>powered by Hope Group &amp; Galileo</small>	
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 28 of 55</b>

Il GIS 66kV sarà composto da 2 (due) semi sbarre, ognuna munita di trasformatore di tensione e lama di messa a terra collegate tramite congiuntore.

La baia del congiuntore invece includerà le seguenti componenti:

- Un (1) sezionatore (di linea) trifase con lame di messa a terra
- Tre (3) trasformatori di corrente monofase
- Un (1) interruttore trifase (comando unipolare);
- Tre (3) trasformatori di corrente monofase
- Un (1) sezionatore (di linea) trifase con lame di messa a terra

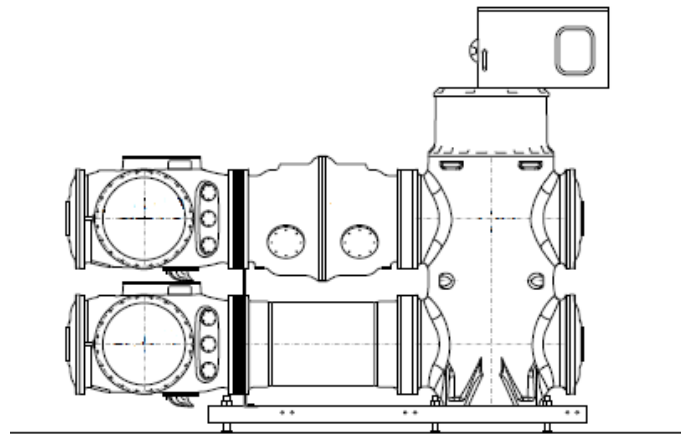


Figura 15: GIS 66kV - Coupler - Vista Laterale

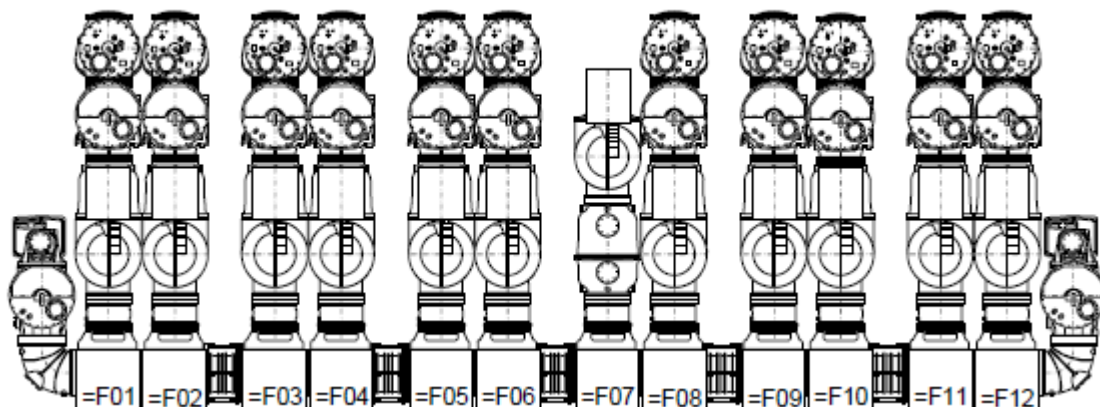


Figura 16: GIS 66kV - Vista dall'alto

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 29 of 55</b>

## 5.4. Trasformatori Elevatori

La piattaforma includerà, secondo il progetto attuale, due trasformatori elevatori da 330 MVA equipaggiati con un sistema di raffreddamento del tipo ONAN (Olio Naturale, Aria Naturale).

La taglia dei trasformatori verrà ottimizzata in fasi più avanzate del progetto, sulla base delle necessità di funzionamento e delle scelte strategiche del cliente

Tre diverse soluzioni sono state studiate e dovranno essere valutate in futuro, sebbene la soluzione attuale appaia al momento la più consigliabile:

- **330 MVA ONAN** – La soluzione ONAN (raffreddamento naturale) è quella più ampiamente utilizzata nelle sottostazioni offshore e la potenza nominale prescelta permetterebbe di trasmettere l'energia prodotta da 4 stringhe di turbine eoliche per ogni trasformatore (soluzione attualmente prevista).
- **250/330 MVA ONAN/ONAF** – La soluzione con raffreddamento misto (naturale e forzato), permetterebbe di utilizzare trasformatori più piccoli e di ottimizzare il funzionamento sulla base della potenza delle pale eoliche realmente collegate al singolo trasformatore. Infatti, in presenza di un numero dispari di stringhe, un trasformatore, alimentato da 4 stringhe (20 pale, 300MW), funzionerebbe sempre con ventilazione forzata, mentre l'altro potrebbe funzionare in ventilazione naturale, essendo alimentato da tre sole stringhe per un totale di 225MW.
- **300/370MVA ONAN/ONAF** – La soluzione con raffreddamento misto di taglia superiore potrebbe infine essere prescelta, se si vorrà privilegiare la capacità della sottostazione di trasmettere gran parte della potenza prodotta (fino ad un massimo di 25 pale, corrispondenti a 5 stringhe) anche in caso di guasto ad un trasformatore. In questo caso i due trasformatori lavorerebbero quasi sempre con ventilazione naturale, tranne in caso di massimo carico e/o con un trasformatore fuori uso.

Gli avvolgimenti AT a 380kV dei trasformatori avranno isolamento uniforme e saranno collegati a stella, con terminale di neutro accessibile e predisposto per l'eventuale connessione a terra.

La connessione a terra dell'avvolgimento AT sarà concordata con Terna in relazione alle esigenze della rete nel punto di connessione.

Gli avvolgimenti AT a 66kV saranno collegati a triangolo e sarà collegato a terra tramite un trasformatore di messa a terra.

L'avvolgimento AT dei trasformatori elevatore sarà dotato di un variatore di tensione sotto carico con regolatore automatico in grado di consentire, con più gradini, una variazione della tensione a vuoto compresa tra  $\pm 12.5\%$  della tensione nominale.

I trasformatori elevatori sono opportunamente dimensionati per consentire il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massima (considerato un fattore di potenza di 0.9 in anticipo/ritardo) e comunque con una potenza apparente complessiva superiore al 110% della Pn dell'impianto, come richiesto dall'

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 30 of 55</b>

“Allegato A.17 - Centrali eoliche - Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo” di Terna.

I trasformatori saranno progettati con classe di isolamento A e saranno dotati di una serie di sensori/e relè in grado di monitorare le condizioni del sistema di isolamento, le condizioni del sistema di raffreddamento e la temperatura degli avvolgimenti.

I sensori e i relè installati a bordo del trasformatore saranno progettati per resistere alle condizioni ambientali di installazione. Il trasformatore sarà equipaggiato con un sistema di monitoraggio online per la condizione dell'olio/gas (es. rilevatore di umidità dell'olio/gas). Il rilevatore sarà di tipo ad allerta precoce e consentirà di prevedere attività di manutenzione basate sul monitoraggio delle condizioni di olio/gas.

La valutazione meccanica del trasformatore e del variatore sotto carico comprenderà misure per contenere gli effetti delle vibrazioni a cui è soggetta la sottostazione a causa delle onde e del vento.

Le caratteristiche target per la progettazione dei trasformatori saranno:

- durevole,
- affidabile
- ridurre al minimo i costi operativi durante la durata prevista

A tal proposito i trasformatori saranno progettati per:

- resistere alle condizioni ambientali aggressive dovute all'ambiente marino di installazione
- ottimizzare i pesi e le dimensioni
- favorire il trasporto e le operazioni di manutenzione
- Prevenzione della rottura del tank:
  - per aumentare l'affidabilità della SS (in caso di rottura il trasformatore è inutilizzabile)
  - diminuire il rischio incendio dovuto alla fuoriuscita dell'olio
  - diminuire il rischio di fuoriuscita dell'olio che potrebbe danneggiare l'ambiente

#### **5.4.1. Olio biodegradabile**

In merito all'ultimo punto, per evitare il rischio di contaminazione dell'ambiente, oltre a sistemi di captazione di eventuali perdite interni alla struttura, il trasformatore è stato progettato per essere riempito con olio biodegradabile (esempi di olio: SHELL DIALA S5 BD, NYTRO® BIO 300 X..) tale da non arrecare danni all'ambiente anche in caso di rilascio in mare.

#### **5.4.2. Sistema di raffreddamento**

Per facilitare il raffreddamento ad aria dei trasformatori i radiatori saranno posti all'esterno dei locali trasformatori.

 <b>POWERING TOGETHER A BETTER TOMORROW</b>	 <b>Lupiae Maris</b> <small>powered by Hope Group &amp; Galileo</small>	
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 31 of 55</b>

I radiatori saranno collegati ai trasformatori tramite dei tubi di dimensioni adeguate a permettere la circolazione dell'olio. In particolare, i radiatori ed i conservator tank saranno collocati al Livello 5 - el. +48.0m - Weather deck della struttura. Questa soluzione, oltre a permettere l'inserimento di pannelli di sfogo installati su una delle pareti esterne dei locali trasformatori, facilita il processo di convezione.

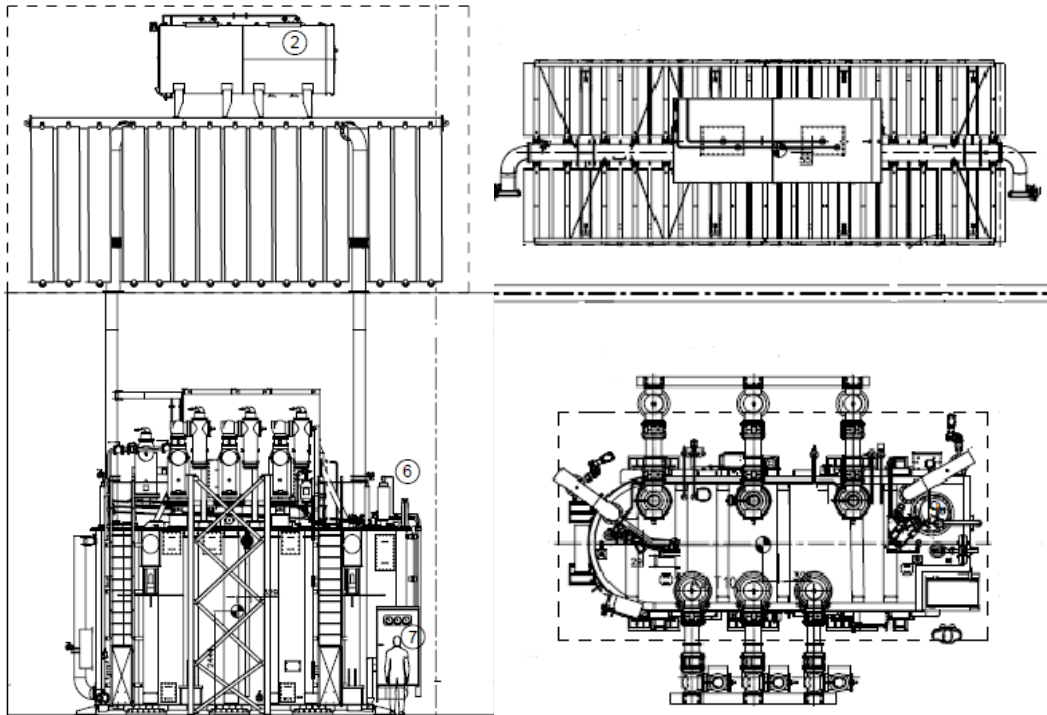


Figura 17: Trasformatore elevatore e radiatore- Vista laterale e dall'alto



		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 32 of 55</b>

## 5.5. Reattore Shunt

Il reattore shunt verrà utilizzato per compensare la potenza reattiva capacitiva generata dai cavi sottomarini che collegano le stringhe degli aereogeneratori alla sottostazione offshore e dai cavi che collegano la sottostazione offshore alla sottostazione onshore proprietà dell'operatore del sistema di trasmissione (TSO).

In accordo a quanto richiesto dall' "Allegato A.17 - Centrali eoliche - Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo" gli scambi di potenza reattiva devono essere minimizzati per non influire negativamente sulla regolazione di tensione. In particolare, in caso di impianto fermo la massima potenza reattiva che può essere scambiata è uguale a 0.5 MVar. Inoltre, in caso di impianto attivo (scambio di potenza) si dovranno rispettare le curve di capability al punto di consegna.

Il maggior peso nella generazione di potenza capacitiva sarà dato dai cavi di collegamento della sottostazione offshore al punto di connessione. La lunghezza del cavo in questione sarà di circa 36km. Non essendo ancora definito il cavo di collegamento e quindi le sue caratteristiche, per un dimensionamento preliminare della reattanza si è assunta una capacità di linea di 0.2 $\mu$ F/km. Con questi input e considerata la minor ma pur sempre presente potenza capacitiva generata dai cavi di collegamento delle stringhe di aereogeneratori alla sottostazione offshore, si stima una potenza reattiva da compensare di circa 350MVar per linea.

La taglia del reattore utilizzata in questa fase preliminare di definizione spazi e dimensioni necessari è uguale a 350MVar. La taglia del Reattore Shunt sarà comunque rivista in fase avanzata di progetto, considerando i parametri effettivi di linee ma anche i parametri dei trasformatori che, avendo natura induttiva, favoriranno la compensazione della potenza reattiva capacitiva.

Il reattore di shunt sarà collegato allo stallo di linea 380kV in derivazione all'uscita dei collegamenti in cavo.

Il reattore sarà isolato in olio con raffreddamento naturale similmente a quanto previsto per il trasformatore elevatore. Per rispettare le curve di capability il reattore di shunt dovrà essere a "taglia variabile" e potrà essere disconnesso, in caso di manutenzione, tramite il sezionatore presente nello stallo di linea a 380kV.

## 5.6. Collegamenti in alta tensione delle apparecchiature

I collegamenti in alta tensione (66kV e 380kV) sono definiti preliminarmente nel layout, come da documento allegato "11961-LDL-001 Planimetrie".

In particolare, il GIS 66kV sarà collegato alle stringhe di turbine eoliche per mezzo di cavi 66kV sottomarini tramite l'ausilio dei J-tubes (sezione è mostrata nel documento in allegato "11961-CDD-119").

Dal GIS 66 kV saranno dedicate baie anche per: i due trasformatori ausiliari e i due trasformatori elevatori. I collegamenti saranno rispettivamente in cavo e in condotto sbarra. La scelta di optare per una soluzione in condotto sbarre è dovuta alla rilevante portata richiesta. L'utilizzo dei cavi in tale situazione richiederebbe

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 33 of 55</b>

l'ausilio di più linee in parallelo con raggi di curvatura maggiori rispetto all'utilizzo dei condotti sbarra. In ogni caso la definizione dell'utilizzo dei cavi o dei condotti sbarra verrà definita in una fase più avanzata del progetto.

Il collegamento in alta tensione dai trasformatori elevatori al GIS 380kV sarà in cavo. Stessa soluzione sarà applicata per il collegamento dal GIS 380kV alle reattanze di shunt e per l'esportazione dell'energia verso terra tramite i cavi sottomarini. Questi ultimi utilizzeranno, come per i cavi in ingresso dalle stringhe delle pale eoliche, i J-Tubes per la salita/discesa dalla piattaforma.

## 5.7. Ausiliari d'impianto

Gli ausiliari d'impianto saranno alimentati tramite il quadro denominato "LVSG-AUX1" diviso in tre semi sbarre. Le sbarre A e B saranno alimentate dai due trasformatori ausiliari (sistema di potenza ausiliario principale) mentre la sbarra E sarà alimentata dal diesel di emergenza (sistema di potenza ausiliario di emergenza).

Il quadro principale di bassa tensione andrà ad alimentare tutti gli ausiliari di sottostazione, comprese le utenze presenti nelle stanze dedicate alle sale controllo delle turbine eoliche (Wind Power Operation Control Room) e i servizi ausiliari per permettere l'alloggio del personale durante le manutenzioni.

Il sistema di potenza ausiliario di emergenza sarà attivato in caso di guasto del sistema di potenza ausiliario principale e sarà dimensionato per poter alimentare almeno per 18h i seguenti servizi essenziali:

- Luci di emergenza;
- Luci di navigazione e altri sistemi di segnalamento della sottostazione;
- Impianto antincendio;
- Sistema di varo della scialuppa di salvataggio;
- Sistema di controllo e comunicazione;
- Sistema di allarme.

Per questi sistemi verrà inoltre prevista connessione a sistema AC/DC UPS per garantire la continuità di alimentazione anche durante la transizione da sistema ausiliario principale a quello di emergenza.

Il sistema UPS sarà completamente ridondato e includerà due cariche batterie, due sistemi di batterie e due inverter.

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 34 of 55</b>

### 5.7.1. Alimentazione degli ausiliari di impianto

Dal momento che la sottostazione dovrà essere permanentemente “in servizio”, parte dei servizi alimentati dal quadro “LVSG-AUX1” necessiteranno di alimentazione anche nel caso in cui l’impianto eolico sia fermo e non produca nulla.

Attualmente sono stati previsti due generatori diesel con avvio automatico per rispondere a questa necessità come pure ad eventuali emergenze, ma si è già stabilito, in una fase più avanzata della progettazione, valutare la realizzazione di un piccolo impianto fotovoltaico sulla parte più alta del top-side in modo da utilizzare il più possibile fonti rinnovabili anche per queste necessità e minimizzare il consumo di combustibile.

Laddove lo si ritenga funzionale, l’impianto fotovoltaico potrà essere completato da un piccolo sistema di accumulo elettrochimico (a batterie).

Si noti che, in genere, sarebbe possibile anche l’alimentazione degli ausiliari ottenendo energia dalla rete, soluzione che però potrebbe essere svantaggiosa a causa delle perdite sulla connessione.

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 35 of 55</b>

## 6. Descrizione del sistema antincendio

### 6.1. Norme di riferimento

- DNV-ST-0145 Offshore substations - Edition 2020-10 - Amended 2021-09
- SOLAS, Chapter II-2
- NFPA 11, 2021 edition - Standard for Low-, Medium-, and High-Expansion Foam
- NFPA 15, 2022 edition - Standard for Water Spray Fixed Systems for Fire Protection
- NFPA 20, 2022 edition - Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection
- FSS-Code (Fire Safety Systems Code) - Res. MSC.98(73)
- CAP 437, 2021 edition - Standards for offshore helicopter landing areas

### 6.2. Analisi normativa

Lo standard DNV-ST-0145 introduce requisiti prescrittivi minimi per raggiungere i seguenti obiettivi di sicurezza antincendio:

- garantire l'evacuazione sicura del personale;
- ridurre al minimo il rischio di incendio e di esplosione;
- fornire la tempestiva rivelazione di incendio e di fughe di gas;
- effettuare lo sfogo di sovrappressioni pericolose;
- controllare eventuali incendi, limitandone i danni e la propagazione.

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 36 of 55</b>

L'approccio prescrittivo dello standard si completa con un approccio prestazionale, basato sul seguente metodo iterativo:

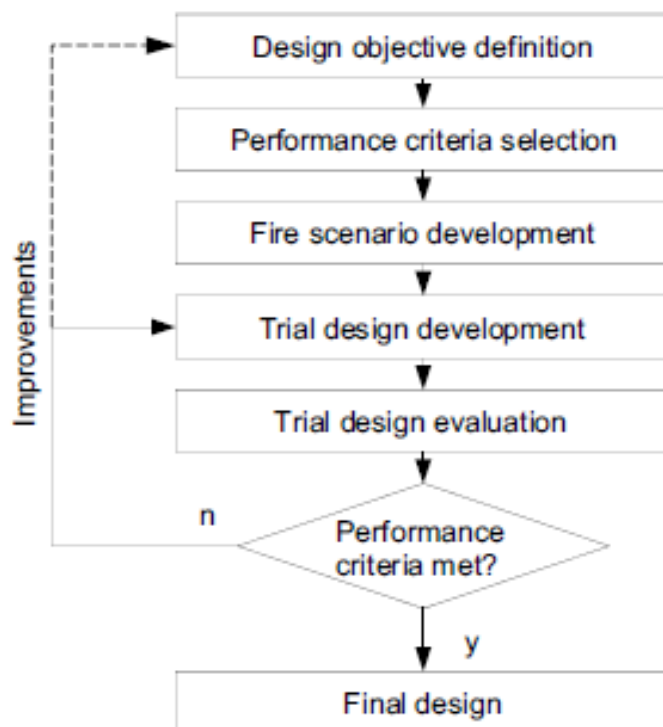


Figura 18: Approccio prestazionale alla progettazione antincendio (tratto dallo standard ST-0145)

Nella presente relazione le misure di protezione attiva sono state derivate dall'approccio prescrittivo, in assenza di un documento generale di valutazione del rischio di incendio e di esplosione.

In tale contesto, gli scenari di incendio previsti dallo standard sono così individuabili:

- incendio nei trasformatori principali ed ausiliari, dovuto a sovraccarico, degrado dell'olio, assenza o guasto del sistema di raffreddamento.
- Incendio in sala quadri HV (switchgear) a causa di guasti, carenza di manutenzione, procedure operative scorrette.
- Incendio in sala quadri LV associato a corto circuito o sovraccarico.
- Incendio in generatore diesel di emergenza causato da guasto, perdita o malfunzionamento.
- Incendio in sala controllo o nelle aree destinate all'alloggio del personale dovuto a fumo di sigaretta, guasto di dispositivi elettrici, o scarsa pulizia degli ambienti.

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 37 of 55</b>

Le misure di protezione attiva contro l'incendio indicate nello standard ST-0145 sono riassunte nella seguente tabella:

Area	Tipologia di protezione suggerita
Tutte	Estintori portatili
Sale trasformatori (principali, shunt)	Sistemi a base d'acqua, quali water spray o water mist, sistemi a schiuma ad alta espansione
Sale generatori	Sistemi a base d'acqua, quali water spray o water mist, sistemi a schiuma ad alta espansione, sistemi ad estinguente gassoso
Sale controllo, sale batterie, sale quadri, sale IT e telecomunicazioni	Sistemi ad estinguente gassoso o water mist
Alloggi o depositi di bagagli, aree comuni	Impianti sprinkler o estintori portatili
Depositati di liquidi combustibili, ivi inclusa la sala pompe antincendio, depositi di bombole di gas infiammabili	Sistemi a base d'acqua, quali water spray o water mist, sistemi a schiuma ad alta espansione
Locali contenenti bombole di gas non infiammabili	Estintori portatili
Eliporto	Impianto automatico a schiuma

**Tabella 1: Selezione delle misure di protezione attiva**

L'aggiunta di agente schiumogeno ai sistemi a base d'acqua è considerata preferenziale; pertanto, tale indicazione è stata considerata nel dimensionamento dei sistemi.

Non sono stati considerati i monitori per lo spegnimento degli incendi, prediligendo impianti fissi sulla base della normale assenza di personale nella sottostazione.

I paragrafi 6.5.2 ~ 6.5.6 dello standard introducono specifiche prescrizioni progettuali basate su FSS Code, MODU Code, circolari MSC, standard NFPA e altri standard internazionali, che sono affrontate analiticamente nei capitoli seguenti.

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 38 of 55</b>

### 6.3. Scelte progettuali

Sulla base delle indicazioni dello standard ST-0145, si individuano le seguenti soluzioni impiantistiche di rivelazione ed estinzione di incendio.

Area	Soluzione impiantistica per lo spegnimento incendi	Soluzione impiantistica per la rivelazione di incendio
Tutte	Estintori portatili o estintori carrellati.	-
Sale trasformatori ad olio (n.2 trasformatori di step-up 380/66kV, n.2 reattanze shunt 380kV, e relativi radiatori ad olio)	Sistemi a schiuma con aria compressa (ICAF) progettati secondo NFPA 11, in alternativa ai sistemi water spray secondo NFPA 15.	Rivelatore termica lineare sul perimetro, rivelazione termica puntiforme di tipo rate compensated o termico-termovelocimetrica per la superficie superiore.
Serbatoio di drenaggio dell'olio	Sistema a schiuma con aria compressa (ICAF) progettato secondo NFPA 11, in alternativa al sistema water spray a schiuma secondo NFPA 11/15.	Rivelazione di fiamma e rivelazione termica puntiforme di tipo rate compensated o termico-termovelocimetrica.
Locali trasformatori in resina (n.2 trasformatori ausiliari 66kV/400V)	Nessun impianto (solo estintori manuali carrellati).	Rivelazione termica puntiforme di tipo rate compensated o termico-termovelocimetrica.
Locali trasformatori di messa a terra (n.2 trasformatori)	Nessun impianto (solo estintori manuali carrellati)	Rivelazione termica puntiforme di tipo rate compensated o termico-termovelocimetrica.
Generatori di emergenza (n.2)	Sistema a schiuma con aria compressa (ICAF) progettato secondo NFPA 11, in alternativa al sistema water spray a schiuma secondo NFPA 11/15.	Rivelazione termica puntiforme di tipo rate compensated o termico-termovelocimetrica e rivelazione di fiamma.
Locali GIS	Nessun impianto (solo estintori portatili)	Rivelazione di fumo e termica di tipo rate compensated o termico-termovelocimetrica.

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 39 of 55</b>

Locali batterie (n.2)	Nessun impianto (solo estintori portatili)	Rivelazione di fumo, rivelazione catalitica di idrogeno.
Sale elettriche (GIS 380 kV electrical room, GIS 66 kV electrical room, wind power operation control room 1/2, sala elettrica principale)	Sistema ad estinguente gassoso (gas inerte IG-541)	Rivelazione di fumo puntiforme
Sala controllo	Sistema ad estinguente gassoso (gas alogenato FK-5-1-12)	Rivelazione di fumo puntiforme
Locali HVAC	Nessun impianto (solo estintori portatili)	Rivelazione di fumo puntiforme e termica combinata (multisensori)
Uffici, depositi, alloggi, deposito di bagagli, aree comuni	Nessun impianto (solo estintori portatili)	Rivelazione di fumo puntiforme
Cucina o locale cottura	Nessun impianto (solo estintori portatili)	Rivelazione termica puntiforme
Eliporto	Impianto automatico a schiuma tipo DIFF	Rivelazione di fiamma

Tabella 2: Selezione delle soluzioni impiantistiche di rivelazione ed estinzione o controllo dell'incendio

## 6.4. Pre-dimensionamento dei sistemi

### 6.4.1. Trasformatori

La protezione dei trasformatori avviene in modo tradizionale mediante sistemi water spray progettati secondo la norma NFPA 15, che prevede una densità di scarica minima pari a 10,2 l/m<sup>2</sup>\*min da applicare al prisma rettangolare (parallelepipedo) che racchiude la superficie del trasformatore, con l'aggiunta di una densità minima di acqua pari a 6,1 l/m<sup>2</sup>\*min da applicare alla superficie a pavimento non assorbente interessata dall'incendio. A questa portata va sommato un'ulteriore portata pari a 946 l/min per lo spegnimento manuale, per la durata di un'ora.

*Nota: qualora si applicasse la NFPA 850, la durata dovrebbe essere estesa a due ore, con una portata per lo spegnimento manuale di 1.893 l/min.*



		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 40 of 55</b>

L'impiego della norma NFPA 15 conduce ai seguenti risultati:

Trasformatore	Densità di scarica [l/min/m <sup>2</sup> ]	Superficie [m <sup>2</sup> ]	Portata calcolata [l/min]	Portata totale minima, comprensiva di intervento manuale [l/min]	Volume minimo di riserva idrica [m <sup>3</sup> ]
Trasformatore di step up 1	10,2	432	4.406	5.342	321
Trasformatore di step up 2	10,2	432	4.406	5.342	321
Reattanza shunt 1	10,2	440	4.488	5.434	327
Reattanza shunt 1	10,2	440	4.488	5.434	327

Tabella 3:pre-dimensionamento dei sistemi water spray secondo NFPA 15

Questa tecnologia tradizionale introduce una serie di requisiti operativi:

- la richiesta di un gruppo di pompaggio con almeno due pompe (ST-0145, paragrafo 6.5.2), progettato secondo NFPA 20 e dunque richiedente un'alimentazione elettrica (di almeno 120 kW) e un motore diesel di potenza equivalente.
- La disponibilità di un volume di almeno 400 m<sup>3</sup> per la riserva idrica, con i relativi carichi statici da calcolare.
- Il recupero dell'acqua impiegata ai fini antincendio per la durata di dieci minuti di scarica, dunque per un volume da smaltire pari ad almeno 55 m<sup>3</sup>, da sommare al volume di olio drenato dai trasformatori.
- L'esigenza di effettuare controlli manutentivi secondo la norma NFPA 25, quindi almeno settimanali per la pompa diesel e mensili per l'elettropompa.

La soluzione tecnologica più innovativa per la protezione di trasformatori consiste nei sistemi ICAF (Integrated Compressed Air Foam), che contemplano un impianto a diluvio in cui avviene la miscelazione di liquido concentrato schiumogeno, aria compressa e acqua all'interno di una camera di miscelazione (mixing chamber) per la successiva erogazione della schiuma attraverso ugelli costruiti e approvati per l'erogazione di schiuma.

L'aria compressa è fornita mediante un set di bombole in pressione (160 bar) che, a seguito di attivazione elettrica sul trim della camera di miscelazione, pressurizzano sia il serbatoio dell'agente schiumogeno che il serbatoio dell'acqua, effettuandone la miscelazione in rapporto 90% aria-10% schiumogeno verso la rete di distribuzione, dimensionata secondo un software di calcolo proprietario.

 <b>POWERING TOGETHER A BETTER TOMORROW</b>	 Lupiae Maris <small>powered by Hope Group &amp; Galileo</small>	
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 41 of 55</b>

Il sistema ICAF con serbatoio idrico pressurizzato è stato scelto per ovviare all'esigenza di un gruppo di pompaggio a bordo, nonché per limitare la richiesta idrica e per smaltire minori volumi di acqua contaminata in caso di incendio.

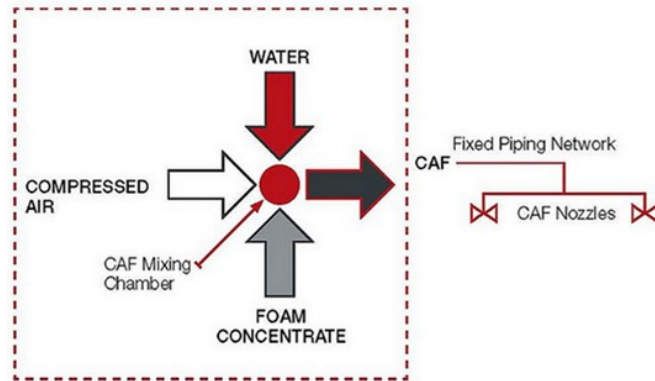


Figura 19: : Principio dei sistemi ICAF

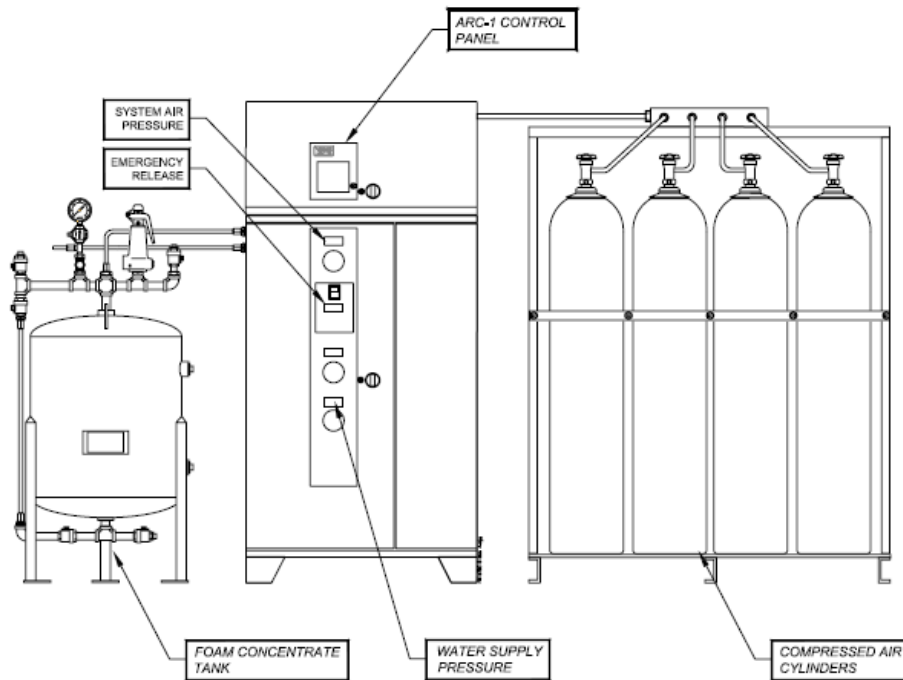


Figura 20: : configurazione di un sistema ICAF (senza serbatoio idrico)

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 42 of 55</b>



Figura 21: skid integrato di un sistema ICAF (fonte: Fireflex Systems)

Il sistema ICAF è stato testato da enti di certificazione indipendenti, quali Factory Mutual, pertanto i parametri progettuali sono stati mutuati sia dal capitolo 8 della norma NFPA 11 che dai risultati dei test effettuati da FM.

I parametri progettuali per incendi tridimensionali (quali quelli dei trasformatori) sono indicati nella tabella seguente.

Trasformatore	Densità di scarica [l/min/m <sup>2</sup> ]	Superficie [m <sup>2</sup> ]	Portata calcolata [l/min]	Percentuale di miscelazione agente schiumogeno AFFF	Durata minima della scarica [min]	Volume minimo di liquido schiumogeno [l]	Volume minimo di riserva idrica [m <sup>3</sup> ]
Trasformatore di step up 1	1,63	432	705	2%	5	100	5
Trasformatore di step up 2	1,63	432	705	2%	5	100	5
Reattanza shunt 1	1,63	440	720	2%	5	100	5
Reattanza shunt 2	1,63	440	720	2%	5	100	5
Radiatori ad olio (quattro unità identiche)	1,63	272	445	2%	5	50	5

Tabella 4: Pre-dimensionamento dei sistemi ICAF secondo NFPA 11 per la protezione di trasformatori e radiatori

Considerando la scarica contestuale di un trasformatore e di un radiatore, il sistema verrà dimensionato con una riserva di schiumogeno di 200 l e con una riserva idrica di 10 m<sup>3</sup>

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 43 of 55</b>

Questi valori vanno confermati mediante calcolo fluidodinamico da parte del costruttore individuato per la fornitura del sistema, sulla base dei vincoli legati al numero di ugelli e all'esigenza di bilanciamento delle tubazioni. I test effettuati sui sistemi ICAF pongono al momento limitazioni di un numero massimo di ugelli (tipicamente pari a 32, per una superficie massima di 445 m<sup>2</sup> per l'impiego su idrocarburi per singola camera di miscelazione).

Il sistema non sarà dunque basato su un sistema di pompaggio con riserva idrica, ma su un serbatoio direttamente predisposto e connesso al sistema ICAF, che dovrà essere fornito come unità stand-alone con le relative camere di miscelazione in numero pari al numero di trasformatori e radiatori da proteggere.

Gli idranti manuali per lo spegnimento manuale non saranno collegati al sistema ICAF, ma al sistema DIFF (si veda il paragrafo 6.4.4 relativo alla protezione dell'eliporto).

In linea con i requisiti della norma NFPA 11, risulterà necessario disporre di bombole di aria compressa e di fusti di liquido schiumogeno di riserva, in modo da rimettere il servizio l'impianto in caso di scarica entro 24 ore.

Il piping di questi sistemi seguirà le indicazioni dei paragrafi 6.5.3 e 6.5.5 dello standard DNV-ST-0165 e le prescrizioni della norma NFPA 11.

### 6.4.2. Serbatoio di drenaggio dell'olio e generatori diesel

La protezione di questi due pericoli (hazards) sarà basata sulla medesima tecnologia individuata per i trasformatori (sistema ICAF), prevedendo tuttavia i seguenti parametri di progetto (tratti da NFPA 11, paragrafo 8.15):

Zona protetta	Densità di scarica [l/min/m <sup>2</sup> ]	Superficie [m <sup>2</sup> ]	Portata calcolata [l/min]	Percentuale di miscelazione agente schiumogeno AFFF	Durata minima della scarica [min]	Volume minimo di liquido schiumogeno [l]	Volume minimo di riserva idrica [m <sup>3</sup> ]
Serbatoio di drenaggio dell'olio	1,63	35	60	2%	10	20	1
Generatore di emergenza n.1	1,63	80	130	2%	10	30	2
Generatore di emergenza n.2	1,63	80	130	2%	10	30	2

Tabella 5: pre-dimensionamento dei sistemi ICAF secondo NFPA 11 per la protezione di spill fires

La protezione di queste due tipologie di pericoli verrà effettuata mediante ugelli a soffitto, a differenza della protezione dei trasformatori in cui gli ugelli saranno perimetrali.

 <b>POWERING TOGETHER A BETTER TOMORROW</b>	 <b>Lupiae Maris</b> <small>powered by Hope Group &amp; Galileo</small>	
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 44 of 55</b>

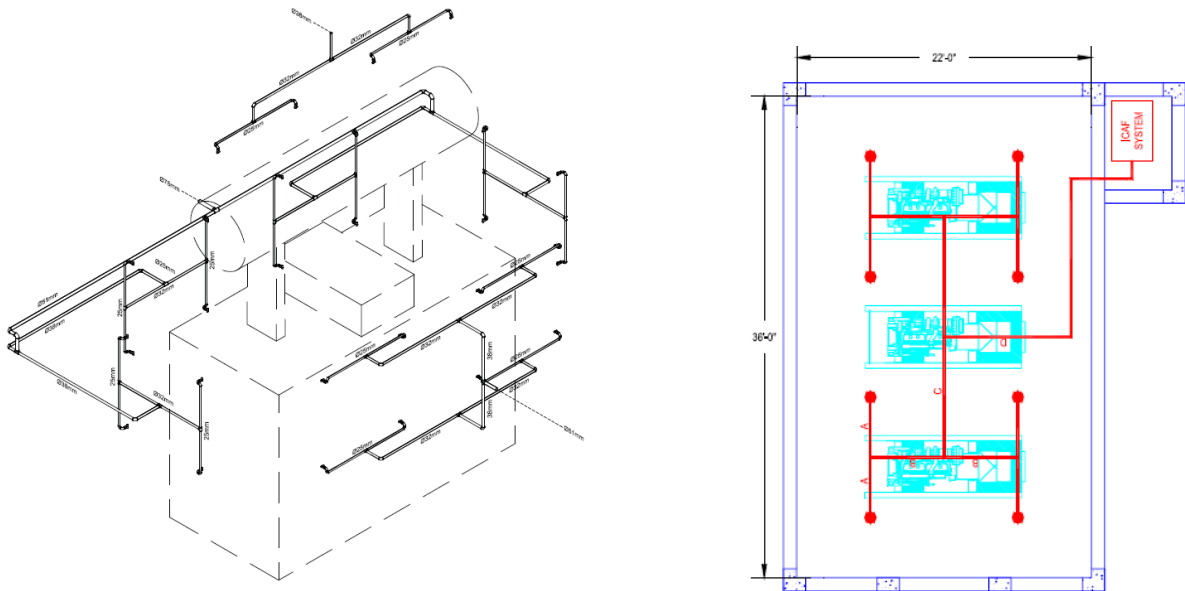


Figura 22: Ubicazione ugelli per la protezione dei trasformatori e radiatori (a sinistra) e dei generatori/serbatoi (destra)

Il piping di questi sistemi seguirà le indicazioni dei paragrafi 6.5.3 e 6.5.5 dello standard DNV-ST-0145 e le prescrizioni della norma NFPA 11.

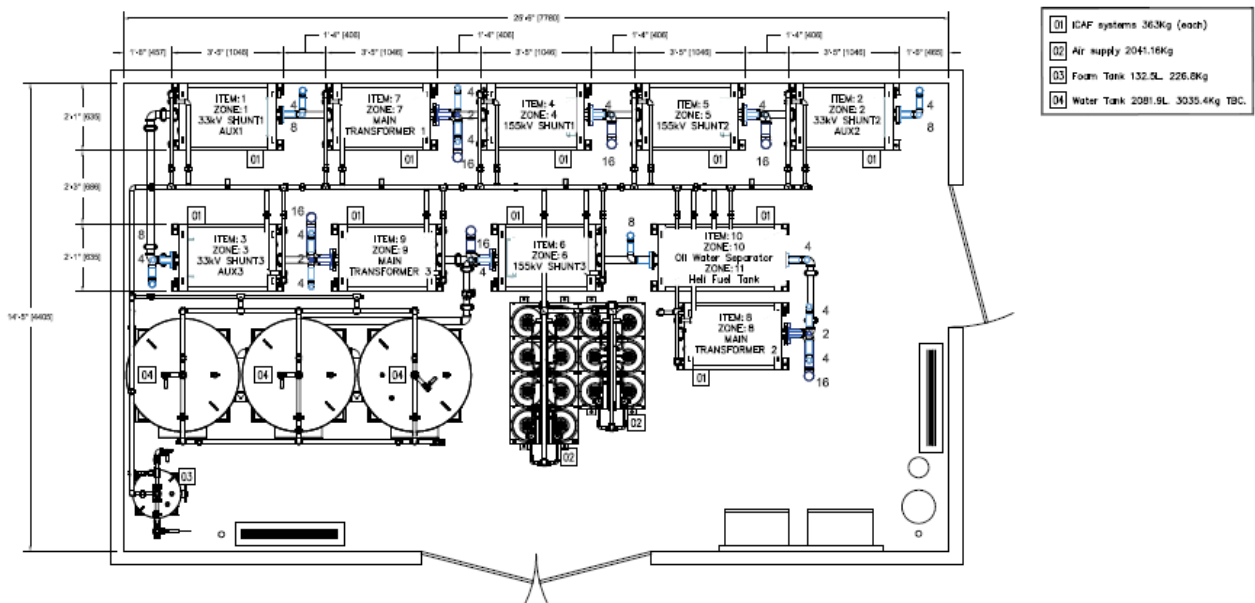


Figura 23: esempio di un sistema ICAF stand-alone a dieci zone di scarica (dimensioni: 8 m x 5 m)

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 45 of 55</b>

### 6.4.3. Sale elettriche e sala controllo

La protezione antincendio delle sale elettriche e della sala controllo verrà effettuata mediante l'impiego di due sistemi separati ad estinguente gassoso:

1. IG-541 per la protezione delle sale elettriche (GIS 380 kV electrical room, GIS 66 kV electrical room, wind power operation control room 1 e 2, sala elettrica principale);
2. FK-5-1-12 per la protezione della sala controllo.

Come prescritto dal paragrafo 6.5.6.1 dello standard DNV-ST-0145, i locali tra loro adiacenti dotati di ventilazione indipendente e separati da pareti non aventi resistenza al fuoco di tipo A-0 sono da considerare come parte dello stesso volume. Al fine di prevedere un solo sistema IG-541 per la protezione delle sale elettriche con la corrispondente dotazione di valvole direzionali, si prescrive dunque che le separazioni tra i singoli locali abbiano caratteristiche di integrità pari a A-0.

Il dimensionamento del sistema IG-541 basato sulla norma NFPA 2001 è riportato nella tabella che segue.

Locale protetto	Volume [m <sup>3</sup> ] - Nota 1	Concentrazione minima di progetto – classe C [%]	Concentrazione selezionata [%]	Numero di bombole 80 l, 300 bar	Durata minima della protezione [min]	Temperatura di progetto [°C]
GIS 380 kV electrical room	112	38,5	45,7	4	10	20
GIS 66 kV electrical room	112	38,5	45,7	4	10	20
Wind power operation control room 1	55	38,5	45,7	2	10	20
Wind power operation control room 2	55	38,5	45,7	2	10	20
Sala elettrica principale	320	38,5	45,7	10	10	20

Tabella 6: pre-dimensionamento dei sistemi ad estinguente gassoso (IG-541)

Nota 1: l'altezza considerata per ciascun volume è pari a 4 m

Se si assume un unico gruppo di dieci bombole di capacità pari a 80 l a 300 bar con cinque smistamenti, si ritiene necessario disporre di un gruppo di riserva collegato al sistema (configurazione main/reserve),

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 46 of 55</b>

consentendo dunque di ripristinare la funzionalità dell’impianto in caso di scarica, senza introdurre condizioni di fuori servizio.

Le bombole saranno ubicate in un locale dedicato esterno alle sale elettriche da proteggere, adeguatamente ventilato e dedicato al gruppo antincendio (bombole, collettori, strumentazione e valvole di smistamento). Le misure minime di questo locale saranno pari a 5 m x 3 m.

La sala controllo sarà invece dotata di un impianto di estinzione con gas alogenato FK-5-1-12, in considerazione della potenziale presenza di personale per lunghi periodi di tempo (ancorché la sottostazione non sia normalmente presidiata).

Il dimensionamento di questo impianto secondo la norma NFPA 2001 è riportato nella tabella che segue.

Locale protetto	Volume [m <sup>3</sup> ] - Nota 1	Concentrazione minima di progetto – classe C [%]	Concentrazione selezionata [%]	Numero di bombole 67 l, 25 bar	Durata minima della protezione [min]	Temperatura di progetto [°C]
Sala controllo	256	4,5	5,6	4 (quantità di gas: 212 kg)	10	20

Tabella 7: pre-dimensionamento del sistema ad estinguente gassoso (FK-5-1-12)

Nota 1: l’altezza considerata per ciascun volume è pari a 4 m

Anche queste bombole saranno ubicate in locale separato rispetto alla sala controllo (potrebbero essere installate nello stesso locale delle bombole di gas IG-541), e sanno fornite in configurazione main+reserve.

#### 6.4.4. Eliporto

Trattandosi di sottostazione normalmente non presidiata (NUI), la soluzione individuata per la protezione della superficie di atterraggio dell’eliporto consiste nel sistema “*deck integrated fire-fighting system*” (DIFF) automatico (leggasi CAP 497, 5.37), con comando manuale o mediante rivelatori di fiamma a triplo spettro infrarosso.

Il sistema sarà stand-alone, cioè provvisto di serbatoio di agente schiumogeno, serbatoio idrico e bombole di aria compressa in un unico skid, senza prevedere dunque un gruppo di pompaggio (analogamente al sistema ICAF).

La progettazione di tale sistema è basata sui requisiti del capitolo 5 dello standard CAP 437 (richiamato nello standard DNV-ST-0145), secondo i seguenti parametri:

- tipologia di concentrato schiumogeno: ICAO performance level B o C (il livello C è preferenziale);
- tipologia di acqua: freshwater (non acqua di mare);

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 47 of 55</b>

- minima densità di scarica: assunta pari al valore più gravoso dei due livelli di prestazione degli agenti schiumogeni, quindi equivalente a  $5,5 \text{ l/m}^2 \cdot \text{min}$ ;
- densità di scarica prevista dallo standard DNV-ST-0145 (par. 8.4.2.2):  $6 \text{ l/m}^2 \cdot \text{min}$ ;
- superficie: corrispondente al valore D dell'eliporto, assunto pari a 16 m;
- durata della protezione: 5 minuti.

I valori di progetto che si ricavano sono riportati di seguito:

- portata di schiuma:  $(6 \cdot \pi \cdot 8^2) \text{ l/min} = 1.206 \text{ l/min}$ ;
- volume di schiumogeno minimo richiesto (assumendo una miscelazione al 3%):  $1.206 \cdot 0,03 \cdot 5 \text{ min} = 181 \text{ l}$
- volume idrico minimo richiesto:  $1.206 \text{ l/min} \cdot 5 \text{ min} = 6,1 \text{ m}^3$

Sebbene lo standard CAP 437 non richieda mezzi di estinzione manuale in presenza di un sistema DIFF, lo standard DNV-ST-0145 (par. 8.4.2.2) e il MODU Code (par. 9.17.4) richiedono la previsione di due punti di erogazione manuale con portata minima di 250 l/min per raggiungere ogni punto dell'eliporto. Ciò risulta utile per la previsione di quattro ulteriori punti di erogazione di schiuma mediante idranti in corrispondenza del livello dei trasformatori, per un totale di sei postazioni per lo spegnimento manuale.

I valori di progetto aggiornati per il sistema DIFF sono così sintetizzabili:

- portata minima di schiuma:  $(6 \cdot \pi \cdot 8^2) \text{ l/min} + (250 \text{ l/min} \cdot 2) = 1.706 \text{ l/min}$ ;
- volume di schiumogeno minimo richiesto (assumendo una miscelazione al 3%):  $1.706 \cdot 0,03 \cdot 5 \text{ min} = 256 \text{ l}$
- volume idrico minimo richiesto:  $1.706 \text{ l/min} \cdot 5 \text{ min} = 8,6 \text{ m}^3$

Risulta necessario disporre di fusti di concentrato schiumogeno e di bombole di aria compressa di riserva per re-integrare il sistema in caso di scarica.

Gli ugelli saranno preferibilmente di tipo pop-up, ubicati in punti che non determinino interferenze con i punti di atterraggio dell'elicottero e con i punti di accesso e di fuga da parte del personale.



 <b>POWERING TOGETHER A BETTER TOMORROW</b>	 <b>Lupiae Maris</b> <small>powered by Hope Group &amp; Galileo</small>	
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 48 of 55</b>

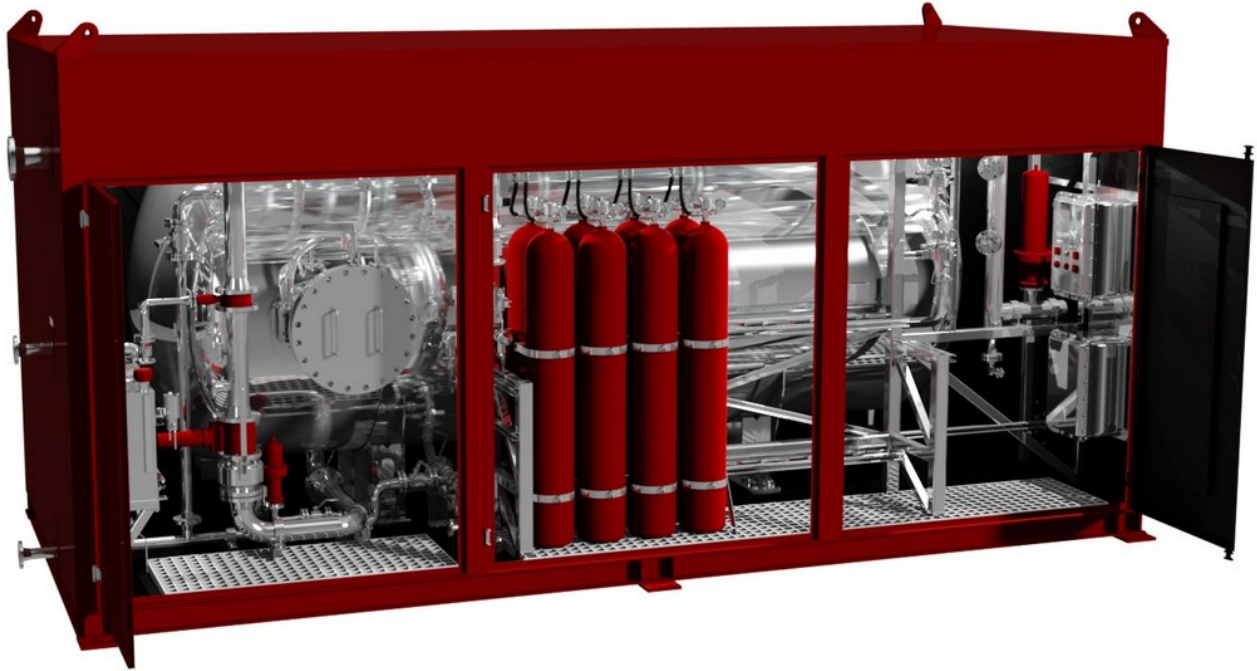


Figura 24: tipica configurazione di un sistema DIFF standalone

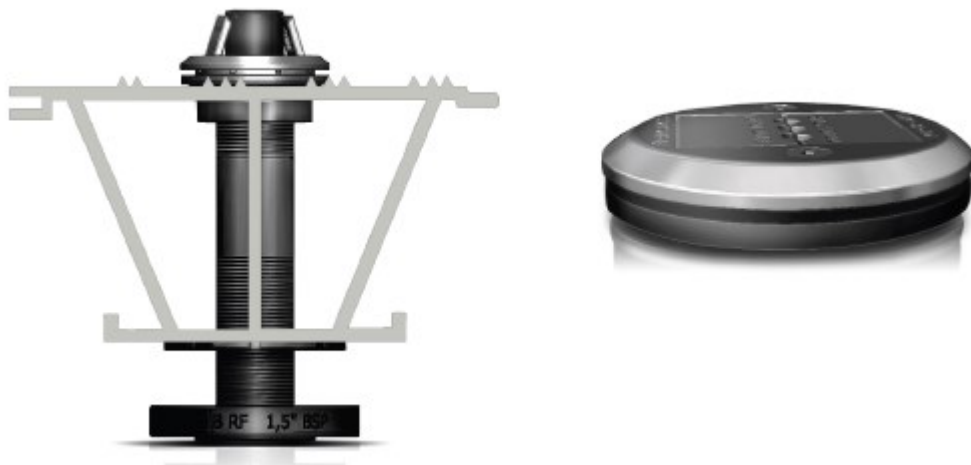


Figura 25: Esempio di ugello pop-up per sistema DIFF

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 49 of 55</b>

### 6.4.5. Estintori portatili

Tutte le aree della sottostazione saranno dotate di estintori portatili o carrellati con le seguenti caratteristiche:

1. Trasformatori (shunt compresi), generatori diesel, serbatoio di olio, GIS: estintori portatili a polvere 55A-233B-C caricati con 12 kg di polvere, da ubicare in posizione accessibile e raggiungibile da un operatore con un percorso massimo di 15 m.
2. Sale elettriche e sala controllo: estintori portatili a biossido di carbonio da 5 Kg (113B), da ubicare in corrispondenza degli accessi dei singoli locali e in posizione raggiungibile con un percorso massimo di 15 m.
3. Alloggi e aree comuni: estintori portatili a polvere 34A-233B-C caricati con 6 kg di polvere, da ubicare in posizione accessibile e raggiungibile da un operatore con un percorso massimo di 15 m.
4. Eliporto: n.2 estintori carrellati a polvere A-B1-C di capacità 30 kg (cadauno) e n.2 estintori carrellati a biossido di carbonio B10-C di capacità pari a 27 kg (cadauno), in linea con le previsioni dello standard DNV-ST-0145.

## 6.5. Elementi progettuali del sistema di rivelazione e segnalazione di allarme incendio

Il sistema di rivelazione e segnalazione di allarme incendio sarà dimensionato secondo i requisiti del capitolo 6.7 dello standard DNV-ST-0145 e i requisiti del capitolo 9 del FSS Code, adottando le soluzioni tecnologiche riportate nella tabella 2 del presente documento. Si considerino le seguenti prescrizioni principali:

1. la centrale di controllo sarà ubicata in sala controllo o, in alternativa, in sala elettrica, con la dotazione di un software di supervisione dedicato all'intero impianto antincendio (sia rivelazione che estinzione automatica).
2. La tecnologia indirizzata è ammissibile unicamente nei locali destinati ad uffici, alloggi, sala controllo e locale HVAC, mentre negli ambienti soggetti ad interferenze elettromagnetiche e nelle aree destinate a eliporto, generatori di emergenza e serbatoio di olio la tecnologica deve essere convenzionale.
3. Le zone logiche relative ai pulsanti devono essere separate sia rispetto ai rivelatori che rispetto agli impianti di spegnimento.
4. Le apparecchiature per la rivelazione devono essere conformi alle norme EN 54 e IEC 60092-504.
5. La centrale di controllo deve prevedere doppia CPU con caratteristiche di hot-swap e schede di I/O sostituibili senza disconnettere l'alimentazione della centrale.
6. Il sistema antincendio deve essere interfacciato mediante contatti hardwired al sistema di controllo della sottostazione per fornire le segnalazioni di allarme, di guasto e di stato degli impianti di spegnimento in forma cumulativa. Va inoltre previsto un collegamento mediante protocollo Modbus TCP/IP per la trasmissione delle singole segnalazioni dai dispositivi.

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 50 of 55</b>

7. L'alimentazione di back-up deve essere costituita da batterie in grado di fornire l'autonomia minima di 18 ore prevista dalla tabella 5-2 dello standard DNV-ST-0145, con un ciclo di allarme di almeno 30 minuti al termine di tale intervallo.
8. Gli avvisatori acustici e luminosi di allarme incendio devono essere separati rispetto agli avvisatori destinati agli impianti di spegnimento, in modo che le condizioni di allarme incendio, di pre-scarica e di scarica siano differenziate.
9. I sistemi di controllo degli impianti di spegnimento a gas devono essere conformi alla norma EN 12094-1, mentre il controllo degli impianti ICAF e DIFF può essere eseguito da unità di controllo locali qualora ciò rientri nell'approvazione di sistema di tali impianti. In tal caso, il monitoraggio di tutti gli impianti va comunque ricondotto alla centrale antincendio principale.

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 51 of 55</b>

## 7. Costi del Progetto

In una sottostazione offshore, la struttura metallica della piattaforma e le componenti elettriche di alta tensione rappresentano la quota che pesa maggiormente sui costi dell'investimento iniziale.

Si riportano in tabella le principali voci dei costi di progetto, valutate da ESE e Tecon sulla base delle loro esperienze, di progetti passati e di offerte ricevute per le principali apparecchiature elettriche.

La tabella sotto riportata, che rappresenta la miglior stima di ESE e Tecon relativamente ai costi per la realizzazione della sottostazione offshore, include i costi della struttura, delle componenti elettriche e del BOP di impianto.

Item	Descrizione	Costo (k€)
Struttura	Jacket, Foundation Piles, Topsides	54.000
Componenti elettrici	Sottostazione GIS, step-up transformers, cavi/condotti sbarra HV , cavi LV e BOP	42.035
Componenti meccaniche	BOP sistema idrico, sistemi di sollevamento	6.000
I&C	DCS & Control room, valvole e BOP	800
Firefighting	Sistema FF inclusivo di progettazione, installazione, commissioning	3.125
Altri Forniture	Include HVAC e mobili	430
Sito, costi di costruzione, Training&Assistance installazione offshore	Costi del personale e di commissioning per la costruzione ed installazione on shore (nel cantiere navale) e offshore. Tali costi sono variabili in base al cantiere navale scelto e alle disponibilità di spazi e navi, in particolare il costo dell'installazione offshore è altamente variabili	56.753
Trasporto	Include i costi di trasporto delle componenti elettriche meccaniche, FF, I&C , HVAC oltre che le varie forniture di mobili.	1.572
PM, Ingegneria & Studi		7.858
<b>Costi diretti totali sottostazione Offshore</b>		<b>172.572</b>
<b>Costi indiretti, contingency, costi interni e profitto dell'EPC Contractor</b>		<b>52.221</b>
<b>Stima del Prezzo EPC per la realizzazione della sottostazione offshore</b>		<b>224.793</b>

Tabella 8: Costi del Progetto

**NOTA:** Una descrizione più dettagliata dei costi può essere trovata all'interno dell'allegato "11961 – PMC - Cost table", dove è possibile anche comprendere la valutazione della solidità dei costi e il calcolo delle contingency necessarie a rendere più solida e affidabile la valutazione dei costi totali (e quindi dei prezzi).

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 52 of 55</b>

### 7.1.1. Considerazioni sui Costi

Nell'ultimo anno, ed in particolare negli ultimi mesi, i prezzi delle apparecchiature e dei materiali sono aumentati in maniera molto significativa, e questo è avvenuto in parallelo alle difficoltà di approvvigionamento, con conseguente aumento anche dei tempi di consegna.

Tali variazioni riflettono le problematiche che si stanno riscontrando nei vincoli di trasporto e logistica, carenze di materiali e aumenti di prezzo nell'approvvigionamento di prodotti e materie prime (ad esempio rame, alluminio, acciaio, petrolio e gas).

Inoltre, ad aumentare la difficoltà della stima effettuata, i costi dell'installazione offshore, ovvero per il trasporto in sito e il posizionamento e il fissaggio della piattaforma e della sottostazione, sono molto variabili e sono altamente dipendenti dalla mobilitazione della nave e dal carico di lavoro che questo tipo di navi potrà avere al momento del "varò" della sottostazione.

Ciò nonostante, nello studio si è cercato di tener conto di tali problematiche e di fornire valutazioni di costi/prezzi che tengono conto delle variazioni dei prezzi fino ad oggi e delle complicazioni del progetto.

Si ricorda che il prezzo indicato è un prezzo EPC non inclusivo del prezzo del "Owner Engineering" e dei controlli atti a certificare la struttura marina.

Infine, si noti che la data di acquisto è stata ipotizzata al 31 Dicembre 2024 e che è stato ipotizzato un tasso di inflazione complessivo pari all'8% dal 01 Novembre 2022 al 31 Dicembre 2024.

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 53 of 55</b>

## 8. Conclusioni

Lo studio di fattibilità sviluppato da ESE e Tecon per la sottostazione offshore del progetto “LUPIAE MARIS” ha incluso lo sviluppo di un progetto preliminare e l’analisi della miglior soluzione tecno-economica della sottostazione offshore da utilizzare per la connessione dell’impianto eolico offshore, che sarà installato al largo di Brindisi.

L’impianto eolico è attualmente in fase di sviluppo e prevede l’installazione di n° 35 turbine della potenza unitaria pari a 15MW, per una potenza nominale totale di 525MW.

Tale potenza sarà convogliata dalla sottostazione offshore oggetto dello studio e trasmessa al sistema elettrico nazionale con un collegamento in doppia antenna su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN a 380/150 kV di Brindisi.

L’analisi di fattibilità per l’installazione della sottostazione offshore ha evidenziato le principali caratteristiche tecniche ed economiche che si possono riassumere come di seguito:

- **Struttura (Jacket& Piles):**
  - Ingombro Jacket & Piles: 67m x 60m
  - Altezza Jacket & Piles: 120 m
  - Peso Jacket: 3500 T
  - Peso Piles: 3500 T
- **Struttura (Topside):**
  - Ingombro massimo: 63m x 35m;
  - Altezza: 37 m
  - Peso Topside (senza component): 2500 T
  - Peso Topside totale previsto: 5000 T
- **Sottostazione elettrica:**
  - Livelli di tensione: 66kV e 380kV
  - Numero di baie GIS 66kV: 12
  - Numero di baie GIS 380kV: 2 (soluzione entra/esci)
  - Potenza da trasmettere: 525MW
  - Taglia dei due trasformatori necessari: 2x330MVA
  - Lo studio ha evidenziato la necessità di prevedere uno shunt reactor per la compensazione dell’energia reattiva e per adempire al codice di rete.
  - La taglia e le caratteristiche delle componenti saranno da definire con più accuratezza in fasi più avanzate del progetto.

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 54 of 55</b>

- Sistema antincendio:
  - Sistemi a schiuma con aria compressa (ICAF) per i trasformatori in olio, il serbatoio drenaggio, per i generatori diesel di emergenza
  - Sistema ad estinguente gassoso per le sale elettriche e di controllo
  - Impianto automatico a schiuma tipo DIFF per l'eliporto
  - Estintori portatili previsti per tutte le aree oltre che ai sistemi di rivelazione specifici per ogni area.
- I costi diretti per la realizzazione del progetto sono stati stimati risultare all'incirca in 172.572 k€
- Il prezzo stimato per una realizzazione del progetto da parte di un EPC contractor è di 224.793 k€
- Si noti che i prezzi delle materie prime sono aumentati significativamente negli ultimi mesi comportando un incremento del costo della sottostazione. Per dare un riferimento al cliente la presente quotazione è riferita ad una quotazione dell'acciaio (lamiere piane non lavorate) dell'ordine di  $\cong 2.5 : 2.8$  €/kg.

		
<b>DOC. N°: 11961-PMS-001</b> <b>REV: 02</b>	<b>Relazione tecnico-illustrativa</b> <b>sottostazione offshore</b>	<b>DATE: 21/12/2022</b> <b>PAGE: 55 of 55</b>

## Allegati

1. 11961-EBG-001\_03 Single Line Diagram
2. 11961-LDL-001\_03 Planimetrie
3. 11961-PMC-001\_00 Cost table – Lupiae Maris Offshore SS
4. 11961-CDD-100\_01 Platform Assembly – Primary Structure – Isometric View
5. 11961-CDD-101\_01 Topsides - Primary Structure – Level 1
6. 11961-CDD-102\_01 Topsides - Primary Structure – Level 2
7. 11961-CDD-103\_01 Topsides - Primary Structure – Level 3
8. 11961-CDD-104\_01 Topsides - Primary Structure – Level 4
9. 11961-CDD-105\_01 Topsides - Primary Structure – Level 5
10. 11961-CDD-106\_01 Topsides - Primary Structure – Helideck
11. 11961-CDD-107\_01 Topsides - Primary Structure – Row A
12. 11961-CDD-108\_01 Topsides - Primary Structure – Row B
13. 11961-CDD-109\_01 Topsides - Primary Structure – Row C
14. 11961-CDD-110\_01 Topsides - Primary Structure – Row 1
15. 11961-CDD-111\_01 Topsides - Primary Structure – Row 2
16. 11961-CDD-112\_01 Topsides - Primary Structure – Row 3
17. 11961-CDD-113\_01 Topsides - Primary Structure – Row 4
18. 11961-CDD-114\_01 Topsides - Primary Structure – Row 5
19. 11961-CDD-115\_01 Jacket - Primary Structure – Plans
20. 11961-CDD-116\_01 Jacket - Primary Structure – Plans
21. 11961-CDD-117\_01 Jacket - Primary Structure – Rows
22. 11961-CDD-118\_01 Jacket – Pile Sleeves and Mud Mats – Assembly
23. 11961-CDD-119\_01 Jacket – J-Tubes – Assembly and Details
24. 11961-CDD-120\_01 Jacket – J-Tube Support – Assembly and Details