

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI TARANTO
COMUNE DI TARANTO




PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE IN AREA SIN DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE (OFFSHORE) DELLA POTENZA DI 100 MW CON ANNESSO IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE DA 25 MW, IMPIANTO DI MITILCOLTURA E STRUTTURE RELATIVE AL TURISMO SOSTENIBILE

ELABORATO: PR01	Relazione tecnico-descrittiva


PROPONENTE:



FLOATING MAR PICCOLO

M FLOATING MAR PICCOLO SRL
P.zza Fontana 6, Milano
20122, MI
P.I. : 13013890960


ELABORATO DA:



ATECH
INGEGNERIA PER L'AMBIENTE

Via Caduti di Nassiriya, 55 - 70124 - Bari Tel. 080 3219948

Dott. Ing. Alessandro Antezza
Ingegnere
Ordine degli Ingegneri della Provincia di Bari n. 10743



Visto:

il DIRETTORE TECNICO
Dott. Ing. Orazio Tricarico
Ordine degli Ingegneri della Provincia di Bari n.4985



0	NOV 2023	C.C.	A.A.	O.T.	Elaborato Descrittivo
EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE

Progetto per la realizzazione in area SIN del comune di Taranto, di un parco fotovoltaico galleggiante (OFFSHORE) della potenza di 100 MW con annesso impianto di produzione di idrogeno verde da 25MW, impianto di mitilicoltura e strutture relative al turismo sostenibile.

Progetto	<i>Progetto per la realizzazione in area SIN del comune di Taranto, di un parco fotovoltaico galleggiante (OFFSHORE) della potenza di 100 MW con annesso impianto di produzione di idrogeno verde da 25MW, impianto di mitilicoltura e strutture relative al turismo sostenibile.</i>				
Regione	<i>Puglia</i>				
Comune	<i>Taranto (TA)</i>				
Proponente	<i>M FLOATING MAR PICCOLO S.r.l. Sede Legale via Fontana n.6 20122 Milano (MI)</i>				
Redazione SIA	<i>ATECH S.R.L. – Società di Ingegneria e Servizi di Ingegneria Sede Legale Via Caduti di Nassiriya, 55 70124 Bari (Italy)</i>				
Documento	<i>Studio di Impatto Ambientale – Relazione tecnico-descrittiva</i>				
Revisione	<i>00</i>				
Emissione	<i>Novembre 2023</i>				
Redatto	<i>C.C. - C.C.C. – ed altri</i>	Verificato	<i>A.A.</i>	Approvato	<i>O.T.</i>
Redatto: Gruppo di lavoro	<i>Ing. Alessandro Antezza Ing. Rosiana Aquilino Arch. Berardina Boccuzzi Ing. Alessandrina Ester Calabrese Arch. Claudia Cascella Dott. Anna Castro Ing. Cataldo Colamartino Dott. Naturalista Maria Grazia Fraccalvieri Des. Gianluca Gelsomini Ing. Emanuela Palazzotto Ing. Orazio Tricarico</i>				
Verificato:	<i>Ing. Alessandro Antezza (Socio di Atech srl)</i>				
Approvato:	<i>Ing. Orazio Tricarico (Amministratore Unico e Direttore Tecnico di Atech srl)</i>				

Questo rapporto è stato preparato da Atech Srl secondo le modalità concordate con il Cliente, ed esercitando il proprio giudizio professionale sulla base delle conoscenze disponibili, utilizzando personale di adeguata competenza, prestando la massima cura e l'attenzione possibili in funzione delle risorse umane e finanziarie allocate al progetto.

Il quadro di riferimento per la redazione del presente documento è definito al momento e alle condizioni in cui il servizio è fornito e pertanto non potrà essere valutato secondo standard applicabili in momenti successivi. Le stime dei costi, le raccomandazioni e le opinioni presentate in questo rapporto sono fornite sulla base della nostra esperienza e del nostro giudizio professionale e non costituiscono garanzie e/o certificazioni. Atech Srl non fornisce altre garanzie, esplicite o implicite, rispetto ai propri servizi.

Questo rapporto è destinato ad uso esclusivo di M FLOATING MAR PICCOLO S.r.l., Atech Srl non si assume responsabilità alcuna nei confronti di terzi a cui venga consegnato, in tutto o in parte, questo rapporto, ad esclusione dei casi in cui la diffusione a terzi sia stata preliminarmente concordata formalmente con Atech Srl.

I terzi sopra citati che utilizzino per qualsivoglia scopo i contenuti di questo rapporto lo fanno a loro esclusivo rischio e pericolo.

Atech Srl non si assume alcuna responsabilità nei confronti del Cliente e nei confronti di terzi in relazione a qualsiasi elemento non incluso nello scopo del lavoro preventivamente concordato con il Cliente stesso.



INDICE

1	PREMESSA	5
2	ITER PROCEDURALE	8
3	INQUADRAMENTO TERRITORIALE	10
4	CRITERI DI PROGETTAZIONE	22
4.1	IMPIANTO FOTOVOLTAICO OFFSHORE	24
4.1.1	GENERATORE FOTOVOLTAICO	26
4.2	PIATTAFORME GALLEGGIANTI	27
4.3	DESCRIZIONE LINEE DI ANCORAGGIO	32
4.4	IMPIANTO DI IDROGENO VERDE	36
4.4.1	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	37
4.4.2	SEZIONE DI PROCESSO	38
	▪ ACQUA DEMINERALIZZATA	38
	▪ ELETTROLISI E PURIFICAZIONE	39
	▪ COMPRESSIONE E CARICAMENTO IDROGENO VERDE	39
	▪ SEZIONE DI PRODUZIONE AUSILIARI	40
	▪ EMISSIONI PRINCIPALI	40
4.4.3	SEZIONE DI PRODUZIONE AUSILIARI	41
4.5	PIATTAFORME GALLEGGIANTI AD USO TURISTICO E RICREATIVO	42
4.6	AREA DI INTERSCAMBIO (VELOSTAZIONE) PER LA MOBILITÀ SOSTENIBILE	45



1. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DELL'IMPIANTO SOLARE.....	48
1.1. <i>VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE IN C.C.</i>	48
2. STAZIONI DI ENERGIA.....	48
2.1. <i>CARATTERISTICHE TECNICHE CAVI BT E RELATIVO DIMENSIONAMENTO</i>	49
2.2. <i>SCOMPARTO MT</i>	52
2.3. <i>DISPOSITIVO GENERALE</i>	53
2.4. <i>PROTEZIONE GENERALE</i>	53
2.5. <i>PROTEZIONI DI INTERFACCIA</i>	53
2.6. <i>PROTEZIONI RETE MT E TRASFORMATORI</i>	54
3. ILLUMINAZIONE GENERALE E DI SICUREZZA	55
3.1. <i>ILLUMINAZIONE GENERALE</i>	55
3.2. <i>ILLUMINAZIONE DI SICUREZZA</i>	55
4. F.M. E TERRA DI PROTEZIONE.....	56
4.1. <i>QUADRERIE</i>	56
4.2. <i>PROTEZIONE DAL CORTO CIRCUITO DAL SOVRACCARICO E DAI CONTATTI INDIRECTI</i>	56
4.3. <i>RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CA</i>	57
4.4. <i>RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CC</i>	58
4.5. <i>RETE DI PROTEZIONE DI TERRA</i>	59
5. PROGETTO DELL'ELETTRODOTTO.....	60
5.1. <i>MODALITÀ DI POSA</i>	62
6. DESCRIZIONE DELLA STAZIONE UTENTE.....	63



6.1.	CONSISTENZA DELLA SEZIONE IN ALTA TENSIONE A 150 KV	63
6.2.	CONSISTENZA DELLA SEZIONE IN MEDIA TENSIONE A 30 KV	64
6.3.	SISTEMA DI PROTEZIONE, MONITORAGGIO, COMANDO E CONTROLLO	64
6.4.	SERVIZI AUSILIARI IN C.A. E C.C.	64
6.5.	COLLEGAMENTO ALLA STAZIONE RTN	65
6.6.	RUMORE	65
6.7.	FABBRICATI	66
6.8.	STRADE E PIAZZOLE	66
6.9.	SMALTIMENTO ACQUE METEORICHE E FOGNARIE	66
6.10.	ILLUMINAZIONE	66
6.11.	CARATTERISTICHE DELLE PRINCIPALI APPARECCHIATURE DELL'IMPIANTO	67
7.	COLLEGAMENTO AT ALLA RTN	68
5	CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI	69



1 PREMESSA

Il presente documento costituisce il **Quadro di Riferimento Progettuale dello Studio di Impatto Ambientale**, redatto ai sensi dell'art. 22 del D.Lgs 152/06 e ss.mm.ii. e dell'art. 8 della L.R. n. 11 del 12/06/2001 e ss.mm.ii., di un **progetto per la realizzazione in area SIN del comune di Taranto, di un impianto fotovoltaico galleggiante (OFFSHORE) della potenza di 100 MW con annesso impianto di produzione di idrogeno verde da 25MW, impianto di mitilicoltura e strutture relative al turismo sostenibile. L'impianto offshore prevede un'opera di connessione alla RTN da realizzare nel comune di Taranto (TA) a circa 10 km dal flottante.**

In particolare, le opere in progetto sono costituite da un **impianto fotovoltaico galleggiante ubicato nel Mar Piccolo, e un impianto di produzione di Idrogeno Verde** ubicato nello stesso comune di Taranto, oltre le **relative opere di connessione alla stazione MT/AT di utenza** nei pressi della stazione di trasformazione della RTN di "380/200/150kV Taranto N2", città metropolitana di Taranto (TA).

Il progetto è caratterizzato da una **polivalenza funzionale**, in quanto prevede la realizzazione di **impianti ad energie rinnovabili (fotovoltaico galleggiante e idrogeno verde), servizi dedicati ai fruitori (turisti e residenti) e attività di mitilicoltura integrata** con le strutture galleggianti. In questo modo le opere, se pur con funzionalità differenti, fanno parte di un **progetto più ampio in grado di fornire servizi alla collettività ed essere al contempo sostenibili dal punto di vista ambientale.**

In particolare, le opere in progetto sono costituite da:

- ❖ un **impianto fotovoltaico offshore** nel Mar Piccolo da 100 MW per la produzione energia rinnovabile da immettere in rete e necessaria alla produzione dell'Idrogeno; l'area utilizzabile al netto dei vincoli è circa 90 ettari, mentre l'impianto è costituito da 138.889 moduli fotovoltaici del tipo Huasun Himalaya serie G12 da 720Wp, per una potenza totale 100.000,80 kW, da installarsi su piattaforme galleggianti;
- ❖ un **impianto di produzione di Idrogeno Verde** dalla potenza di 25MW collegato al parco fotovoltaico. La materia prima per la produzione di Idrogeno Verde sarà acqua demineralizzata, acquistata presso produttori industriali locali, senza avere scarichi o emissioni continue di liquidi, e limitando lo scarico di effluenti gassosi all'ossigeno verde purificato co-prodotto durante l'elettrolisi dell'acqua demineralizzata;



- ❖ **impianti di mitilicoltura integrato con le strutture galleggianti** con l'obiettivo di fornire nuove piattaforme per l'allevamento dei mitili fondamentali per ridurre la quantità di anidride carbonica presente in atmosfera e per offrire supporto all'economia locale; Impianto Long – line (mitilicoltura); sarebbe l'equivalente a mare di un impianto agrivoltaico. Tale impianto sarà realizzato a cura e spese della società M FLOATING MAR PICCOLO S.R.L. e dato gestione a consorzi locali, al fine di conservare ed ampliare gli impianti di allevamento. Inoltre, le piattaforme galleggianti dell'impianto fotovoltaico fungeranno da supporto per le operazioni di gestione dell'impianto dei mitili, prevedendo così, grazie anche all'ausilio di imbarcazioni elettriche, l'azzeramento delle emissioni in atmosfera.
- ❖ **strutture galleggianti fruibili dalla cittadinanza.** Nell'ottica della carta europea del turismo sostenibile, si vuole offrire ai residenti e turisti e la possibilità di vivere un luogo della città di Taranto poco esplorato ed utilizzato per attività ludico-ricreative, che versa al momento in stato di degrado ed abbandono. In sostanza il progetto prevede, in aggiunta alle strutture galleggianti dedicate al sostegno dei pannelli, una pista ciclabile galleggiante dalla quale si potranno raggiungere una serie di isole tematiche galleggianti, circondate da passerelle e piattaforme, sulle quali si potranno svolgere differenti attività sportive (bici, corsa, relax, sup), culturali e ricreative. La struttura verrà realizzata a cura e spese della società M FLOATING MAR PICCOLO S.R.L. nell'ambito del presente progetto, e ceduta alla amministrazione locale, andando ad arricchire il patrimonio territoriale e turistico.
- ❖ **Area a terra dedicata alla logistica ed all'interscambio** in cui si potranno parcheggiare le auto, con possibilità di ricarica per i mezzi elettrici, e usufruire di mezzi di micro mobilità (biciclette, scooter e/o caddy elettrici), messi a disposizione per raggiungere l'area ricreativa sul mare. La proposta progettuale è stata redatta in accordo con il programma di mobilità del PUMS di Taranto 2018, infatti sono stati valutati una serie di percorsi che promuoveranno lo sport e il turismo;
- ❖ **cavidotto di collegamento in cavo MT**, di lunghezza complessiva di circa 10 km tra la cabina d'impianto, sita all'interno dell'impianto fotovoltaico, con la stazione d'utenza AT/MT a servizio dell'impianto stesso. Il cavidotto percorrerà i territori comunali di Taranto, per lo più su viabilità pubblica. Il primo tratto sarà realizzato in TOC evitando così gli scavi e movimento di terreno in area vincolata;



- ❖ **stazione MT/AT di utenza** che serve ad elevare la tensione di impianto di 30 kV al livello di 150 kV, per il successivo collegamento alla sezione 150 kV della stazione di trasformazione della RTN di “380/200/150kV Taranto N2”, città metropolitana di Taranto (TA). La stazione di utenza sarà ubicata nel Comune di Taranto, immediatamente a Ovest dell’area occupata dalla Stazione di rete Terna a 380/220/150 kV denominata “Taranto N2”. Si precisa che la stazione di utenza sarà condivisa con altri impianti di altri produttori dar fonte rinnovabile.
- ❖ **nuovo cavidotto AT a 150 kV** che collega la sezione a 150 kV della SE di rete con la stazione di utenza dell’impianto fotovoltaico galleggiante. Il tracciato dell’elettrodotta in cavo interrato con tecnica TOC avrà lunghezza di circa 300 m nel comune di Taranto, interessando terreni ad uso agricolo raggiungendo così la sezione a 150 kV della stazione di rete “Taranto N2” prima raggiungere lo stallo dedicato.

Si tratta di un progetto innovativo che si pone i seguenti ed importanti obiettivi:

- Integrare i benefici derivanti dalla produzione di **energia elettrica** ed **idrogeno** rinnovabile da fonte solare con l’installazione di impianti lineari di mitilicoltura, con l’intento di riordinare gli impianti esistenti e fornire benefici lavorativi agli abitanti del posto. Infatti il proponente ha intrapreso e siglato un protocollo di intesa con i consorzi di settore che si occuperanno della gestione degli impianti offrendo possibilità lavorative (**si allega l’accordo siglato tra la società proponente ed un Consorzio interessato a parte della gestione dell’impianto**).
- Offrire ai cittadini e turisti dei servizi in una zona cittadina periferica poco utilizzata, quindi in stato di abbandono e degrado. Tramite **piattaforme galleggianti**, mezzi di **micro mobilità elettrica** e **attrezzature sportive** si vuole contribuire alla riqualificazione di tale area SIN, per la quale non sono mai stati attivati progetti alternativi e ricreativi. Il progetto, quindi, si pone l’obiettivo di dare un primo forte impulso e contribuire, seppure in una porzione ridotta, alla riconversione “green” di un polo industriale come quello dell’ex Ilva di Taranto.



2 ITER PROCEDURALE

Il progetto in questione prevede la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dalla potenza complessiva di 100MW con annesso impianto di produzione di idrogeno verde dalla potenza di 25MW.

Ai sensi del comma 3 art. 12 del Dlgs n. 387/2003 la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, (...) nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, (...) **sono soggetti ad una Autorizzazione Unica.** (...) rilasciata dal Ministero della Transizione Ecologica.

Per gli impianti off-shore ed idrogeno, incluse le opere per la connessione alla rete, l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero della transizione ecologica sentito il Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili e sentito, per gli aspetti legati all'attività di pesca marittima, il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali, nell'ambito del provvedimento adottato a seguito del procedimento unico di cui al comma 4, comprensivo del rilascio della concessione d'uso del demanio marittimo.

L'autorizzazione di cui al comma 3 è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate. Il rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato fatto salvo il previo espletamento, della verifica di assoggettabilità sul progetto preliminare, della Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) di cui al comma 20 del D. Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. (Testo Unico Ambiente TUA).

Secondo la Circolare n. 40/2012 emessa dal MIT, che semplifica e chiarisce l'iter autorizzativo per gli impianti ad energia rinnovabile, la Committente può attivare la domanda di Autorizzazione Unica, che comprende l'ottenimento della Concessione Demaniale Marittima, ora rientrante all'interno del PUA Ministeriale.

Si precisa che la richiesta per l'ottenimento di concessione Demaniale è stata avanzata in data precedente all'avvio della presente fase istruttoria presso l'Ufficio Direzione Patrimonio e Demanio del Comune di Taranto (Protocollo Generale N.020656 8/2023 del 31/08/2023); si fornisce la relativa documentazione presentata; come anticipato la procedura di ottenimento della Concessione Demaniale Marittima sarà inserita nell'ambito del Procedimento Unico Autorizzativo (PUA).



Si sottolinea il fatto che l'area di intervento ricade all'interno del perimetro del **Sito di Interesse Nazionale (S.I.N.) di Taranto**. Gli interventi e le opere consentite in un S.I.N. sono descritti nell'art. 242-ter del D. Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. Le attività di progetto rientrano nella classificazione di cui al comma 1, art. 242-ter; EPP è, pertanto, impegnata nel completamento della documentazione di cui all'Allegato 1 del Decreto Direttoriale n. 46 del 30/03/2021 che sarà sottomessa al Ministero ai fini dell'acquisizione del necessario nulla osta successivamente in quanto richiede l'acquisizione di informazioni non prontamente disponibili soggette a procedura di richiesta di accesso agli atti.

Il progetto dovrà essere autorizzato per mezzo di un **Provvedimento unico in materia ambientale (PUA)**, ai sensi dell'**art. 27 del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.**, di competenza statale, nel quale confluiscono sia la procedura di VIA sia le autorizzazioni ambientali, in quanto l'intervento:

- **ai sensi dell'Allegato II Parte II del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii., come modificato dalla Legge n. 108 del 2021, punto 2)** essendo *un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW*, l'intervento proposto rientra tra quelli da sottoporre a una Valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale;
- **ai sensi della L.R. 26/2022**, e quindi con riferimento alla normativa regionale, l'intervento proposto ricade tra quelli dell'allegato B.2 (Verifiche di assoggettabilità di competenza della provincia) - punto B.2.h) (*impianti industriali non termici per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda, con potenza complessiva superiore a 1 MW*);

Secondo la Deliberazione della Giunta Regionale 28 dicembre 2009, n. 2614 *Circolare esplicativa delle procedure di VIA e VAS ai fini dell'attuazione della Parte Seconda del D.lgs. 152/2006, come modificato dal D.lgs. 4/2008*, bisogna fare riferimento al valore più restrittivo individuato tra la Legge Regionale e lo stesso Decreto (D.lgs. 152/2006); pertanto, l'intervento è soggetto ad una procedura di **Valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale.**

Infine, l'impianto a **idrogeno verde**, secondo l'art.38 del D.Lgs. n 199/2021, viene presentato è autorizzato nell'ambito dell'**Autorizzazione Unica**. Infatti: *"gli elettrolizzatori e le infrastrutture connesse da realizzare in connessione a impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili sono autorizzati nell'ambito dell'autorizzazione unica di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, rilasciata: dal Ministero della transizione ecologica qualora funzionali a impianti di potenza superiore ai 300 MW termici o ad impianti di produzione di energia elettrica off-shore"*



3 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Le opere in progetto interessano il territorio del **Comune di Taranto (TA)**.

Le opere prevedono l'installazione di pannelli fotovoltaici su strutture offshore ubicate in un'area marina di circa 90 ha all'interno del I Seno del Mar Piccolo di Taranto. Come evidenziato negli stralci planimetrici delle immagini seguenti, l'energia prodotta dall'impianto off-shore, raggiunge, attraverso la posa di un cavidotto interrato la Stazione Elettrica Utente in prossimità della Stazione Terna. Il tracciato del cavidotto, subisce una deviazione/stacco, con la funzione di alimentare una Stazione per la produzione di Idrogeno Verde.

Come mostrato dall' inquadramento territoriale il progetto offshore sarà installato nel "I seno" del mar piccolo, nel comune di Taranto con le **seguenti opere affini**:

- Impianto fotovoltaico offshore e relative opere di connessione;
- Piattaforme galleggianti ad uso turistico e ricreativo;
- Impianto Long – line (mitilicoltura);
- Impianto per la produzione di idrogeno verde;
- Area di interscambio per la mobilità sostenibile (Velostazione).

Il **Preventivo di connessione** rilasciato da TERNA SpA a favore del Proponente prevede che l'impianto sia collegato in antenna 150 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN denominata "Taranto N2", previa razionalizzazione delle linee RTN in ingresso alla SE.



Nella immagine seguente è riportato un inquadramento complessivo dell'intervento:

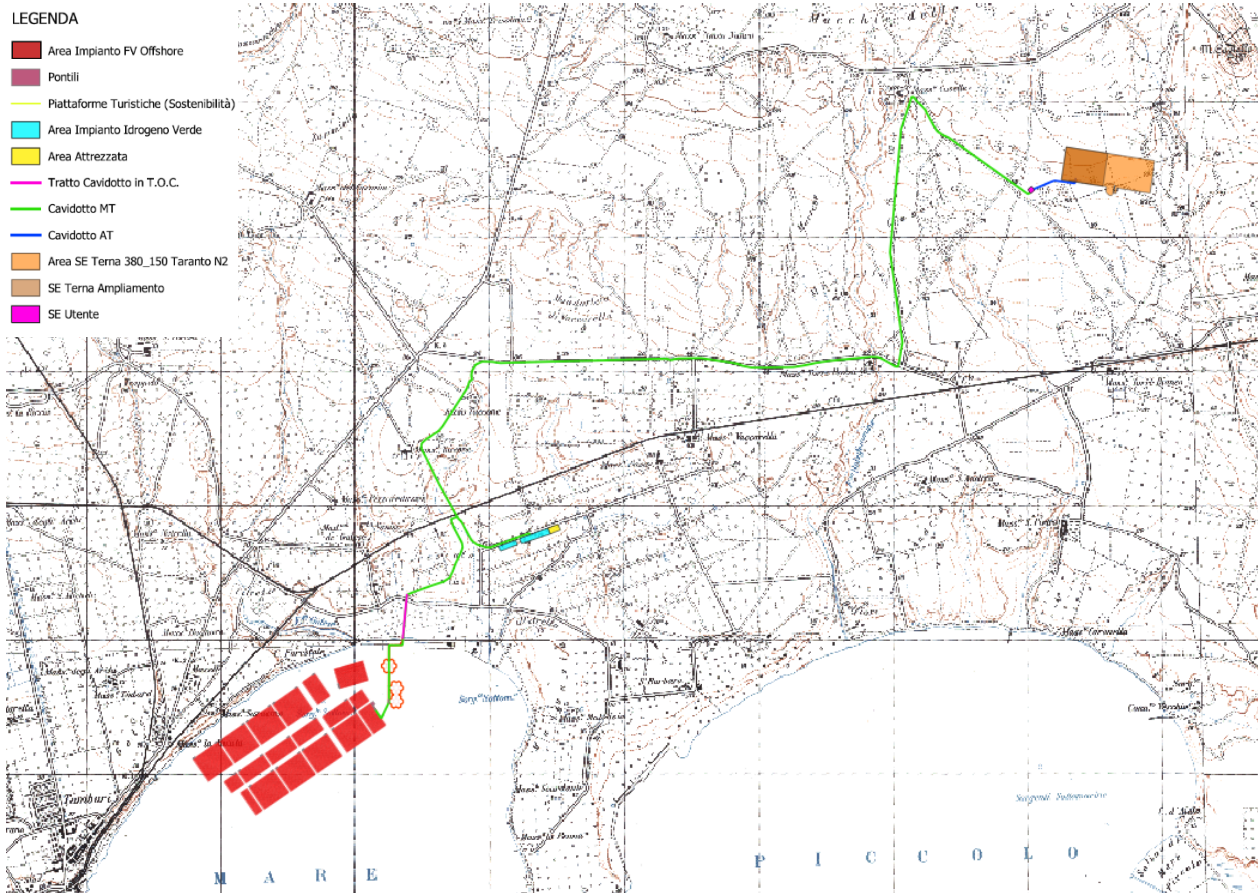


Figura 3-1: Inquadramento territoriale su IGM delle opere in progetto

L'immagine seguente mostra l'inquadramento territoriale su ortofoto dell'intero progetto, costituito dai campi fotovoltaici (in rosso), dell'impianto ad idrogeno verde (azzurro), delle piattaforme turistiche/velostazione (giallo) e delle aree interessate dall'impianto di mitilicoltura (bianco).



Figura 3-2: Inquadramento territoriale su Ortofoto dall'impianto fotovoltaico e dell'impianto di produzione di idrogeno

L'impianto fotovoltaico galleggiante e l'area Idrogeno sono raggiungibili direttamente dalla SS7 di Taranto. La superficie lorda dell'area dell'impianto fotovoltaico è di circa 90 ha, mentre l'area idrogeno insieme all'area d'interscambio raggiungono i 2,7 ha.

Lo specchio acqueo oggetto di interesse è posizionato nel 1° Seno del Mar Piccolo di Taranto in zona prospiciente la costa, in corrispondenza dello specchio del mare compreso tra le Prese a Mare dello stabilimento ex ILVA e la foce del fiume Galeso. Nello specchio acqueo le batimetrie oscillano tra i - 2,5 m e i - 11m con punte di 12-13 mt in corrispondenza della zona di sbocco del Citro Galeso.

Il fondale, si presenta perfettamente pianeggiante e privo di asperità rocciose. Si riscontrano, infatti, fondali di tipo molle, incoerente, misto di sabbia fine e sabbia grossolana, con presenza di fango limoso

e con granulometria dei sedimenti a livello 0-50 cm che, secondo la classificazione granulometrica di Shepard, risulta essere a cavallo tra Limo sabbioso e Sabbia argillosa con buona uniformità del sedimento in tutta la fascia oggetto di interesse.

In dettaglio si riportano le aree evidenziate in concessione demaniale per ospitare l'impianto flottante. Si sono individuati gli **Specchi Acquei SP** ovvero le zone di mare in cui ricadono i suddetti impianti e le aree **OR** in cui ricadono le **Opere da Realizzare**.

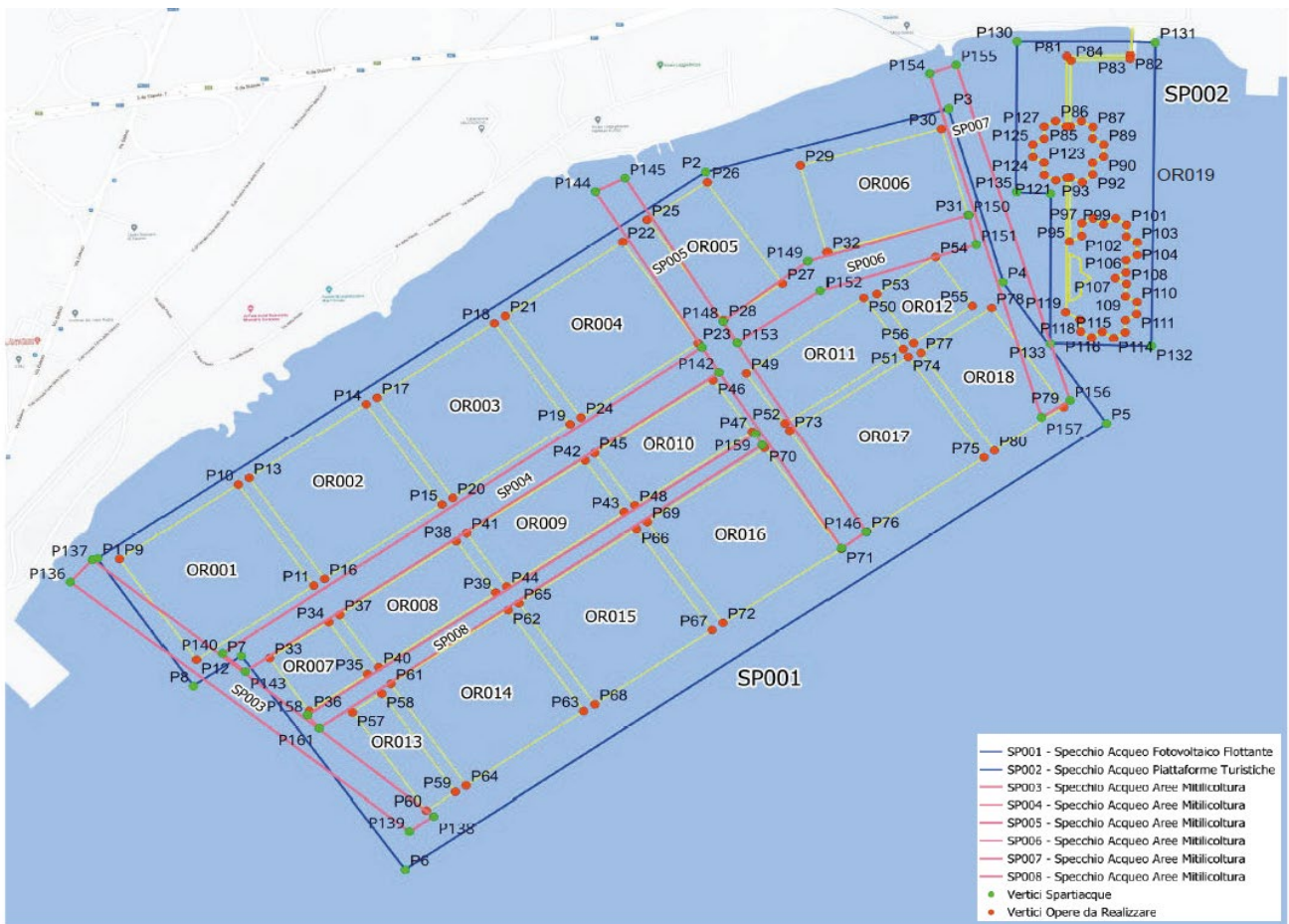


Figura 3-3: : Area marina in cui si sono individuati gli specchi d'acqua e le opere da realizzare

La richiesta di concessione Demaniale, protocollata all'ufficio demanio include al suo interno anche le superfici dedicate alla mitilicoltura e al turismo sostenibile.



Si riportano le coordinate dell'impianto fotovoltaico e delle piattaforme galleggianti:

SPECCHIO ACQUEO (SP)	PUNTI	LATITUDINE N	LONGITUDINE E	SUPERFICIE OCCUPATA (ha)	TIPOLOGIA OPERA
SP001	P1	40.493397°	17.238387°	94,5	FOTOVOLTAICO FLOTTANTE
	P2	40.499015°	17.249637°		
	P3	40.499892°	17.254049°		
	P4	40.497256°	17.254961°		
	P5	40.495112°	17.256771°		
	P6	40.488637°	17.243789°		
	P7	40.491875°	17.240920°		
	P8	40.491438°	17.240025°		
SP002	P130	40.500867°	17.255344°	9,4	PIATTAFORMA TURISTICA
	P131	40.500818°	17.257843°		
	P132	40.496240°	17.257642°		
	P133	40.4963314°	17.2557636°		
	P134	40.498566°	17.255862°		
	P135	40.498614°	17.255245°		
SP003	P136	40.493043°	17.237887°	3,1	AREA MITILICOLTURA
	P137	40.4933980°	17.2382629°		
	P138	40.489412425°	17.244314968°		
	P139	40.48919681°	17.24386480°		
SP004	P140	40.4919337°	17.2405579°	4,2	AREA MITILICOLTURA
	P141	40.496404934°	17.249430674°		
	P142	40.496022520°	17.249729743°		
	P143	40.491653362°	17.240959503°		
SP005	P144	40.49879441°	17.24757266°	3,4	AREA MITILICOLTURA
	P145	40.498987780°	17.248117799°		
	P146	40.49354657°	17.25230435°		
	P147	40.49331254°	17.25184961°		
SP006	P148	40.496790000°	17.249827771°	2	AREA MITILICOLTURA
	P149	40.49766873°	17.25139978°		
	P150	40.49830727°	17.25433242°		
	P151	40.49786145°	17.25445295°		
	P152	40.49721742°	17.25161281°		
	P153	40.496461158°	17.250075159°		
SP007	P154	40.50043949°	17.25368920°	2,7	AREA MITILICOLTURA
	P155	40.50056462°	17.25417766°		
	P156	40.49547329°	17.25608002°		
	P157	40.49522922°	17.25555133°		
SP008	P158	40.49097355°	17.24207052°	2	AREA MITILICOLTURA
	P159	40.49507538°	17.25036255°		
	P160	40.49490333°	17.25047709°		
	P161	40.49077283°	17.24227412°		



	OPERA DA REALIZZARE (OR)	PUNTI	LATITUDINE N	LONGITUDINE E	SUPERFICIE OCCUPATA (ha)	TIPOLOGIA OPERA
SP001	OR001	P9	40.493376°	17.238806°	4,5	FOTOVOLTAICO FLOTTANTE
		P10	40.494480°	17.240950°		
		P11	40.4929242°	17.2422560°		
		P12	40.4918482°	17.2400836°		
	OR002	P13	40.4945771°	17.2411411°	4,5	
		P14	40.4956631°	17.2432986°		
		P15	40.494093°	17.244640°		
		P16	40.493017°	17.242460°		
	OR003	P17	40.4957604°	17.2434983°	4,5	
		P18	40.4968407°	17.2456838°		
		P19	40.4952833°	17.2469953°		
		P20	40.4942073°	17.2448279°		
	OR004	P21	40.4969414°	17.2458777°	4,5	
		P22	40.4980172°	17.2480571°		
		P23	40.49646900°	17.24936695°		
		P24	40.4953855°	17.2471982°		
	OR005	P25	40.49835043°	17.24849673°	2,3	
		P26	40.4988778°	17.2496206°		
		P27	40.4973308°	17.2509424°		
		P28	40.49680845°	17.24984520°		
	OR006	P29	40.4991145°	17.2513213°	3,3	
		P30	40.4996101°	17.2538784°		
		P31	40.49830667°	17.25431784°		
		P32	40.49779896°	17.25175117°		
	OR007	P33	40.4918477°	17.2414149°	1,2	
		P34	40.4923689°	17.2425079°		
		P35	40.4915709°	17.2431878°		
		P36	40.4910313°	17.2421061°		
	OR008	P37	40.4924757°	17.2427059°	2,3	
		P38	40.4935489°	17.2448672°		
		P39	40.4927566°	17.2455592°		
		P40	40.4916654°	17.2433914°		
	OR009	P41	40.4936692°	17.2450697°	2,3	
		P42	40.4947176°	17.2472560°		
		P43	40.4939286°	17.2479362°		
		P44	40.4928466°	17.2457607°		
	OR010	P45	40.4948324°	17.2474306°	2,3	
		P46	40.4959047°	17.2496297°		
		P47	40.4951068°	17.2503016°		
		P48	40.4940278°	17.2481340°		
	OR011	P49	40.4959991°	17.2502282°	2,3	
		P50	40.4970904°	17.2523844°		
		P51	40.4963041°	17.2530805°		
		P52	40.4952192°	17.2509087°		



Progetto per la realizzazione in area SIN del comune di Taranto, di un parco fotovoltaico galleggiante (OFFSHORE) della potenza di 100 MW con annesso impianto di produzione di idrogeno verde da 25MW, impianto di mitilcoltura e strutture relative al turismo sostenibile.

OR012	P53	40.4971493°	17.2526285°	1,2
	P54	40.4976888°	17.2537104°	
	P55	40.4969308°	17.2543519°	
	P56	40.4963974°	17.2532663°	
OR013	P57	40.4909932°	17.2428967°	1
	P58	40.4912736°	17.2434379°	
	P59	40.4897575°	17.2447369°	
	P60	40.4895013°	17.2441965°	
OR014	P61	40.4914127°	17.2436092°	4,5
	P62	40.4924919°	17.2457727°	
	P63	40.4909297°	17.2471018°	
	P64	40.4898567°	17.2449307°	
OR015	P65	40.4925849°	17.2459743°	4,5
	P66	40.4936667°	17.2481577°	
	P67	40.4921167°	17.2494793°	
	P68	40.4910317°	17.2473077°	
OR016	P69	40.4937506°	17.2483590°	4,5
	P70	40.4948538°	17.2505313°	
	P71	40.4932947°	17.2518526°	
	P72	40.4922217°	17.2496892°	
OR017	P73	40.4950932°	17.2509998°	4,5
	P74	40.4961840°	17.2531797°	
	P75	40.4946311°	17.2544932°	
	P76	40.4935521°	17.2523295°	
OR018	P77	40.4962404°	17.2533960°	2,5
	P78	40.4968935°	17.2547119°	
	P79	40.4953778°	17.2559789°	
	P80	40.4947303°	17.2546871°	



SP002	OR019	P81	40.5006463°	17.2561952°	2,6	PIATTAFORMA TURISTICA
		P82	40.5006479°	17.2573544°		
		P83	40.5005843°	17.2573562°		
		P84	40.5005841°	17.2562765°		
		P85	40.4996032°	17.2562317°		
		P86	40.4996812°	17.2564288°		
		P87	40.4995892°	17.2566361°		
		P88	40.4994166°	17.2566303°		
		P89	40.4993187°	17.2568335°		
		P90	40.4991403°	17.2568156°		
		P91	40.4990503°	17.2566141°		
		P92	40.4988746°	17.2566082°		
		P93	40.4987601°	17.2564218°		
		P94	40.4988341°	17.2562019°		
		P95	40.4978624°	17.2561495°		
		P96	40.4979458°	17.2563786°		
		P97	40.4981395°	17.2563890°		
		P98	40.4982114°	17.2565899°		
		P99	40.4981197°	17.2567853°		
		P100	40.4982062°	17.2570066°		
		P101	40.4980965°	17.2571974°		
		P102	40.4979268°	17.2571957°		
		P103	40.4978322°	17.2573830°		
		P104	40.4976445°	17.2573728°		
		P105	40.4975669°	17.2571598°		
		P106	40.4973818°	17.2571695°		
		P107	40.4972978°	17.2569721°		
		P108	40.4972062°	17.2571636°		
		P109	40.4970247°	17.2571456°		
P110	40.4969359°	17.2573490°				
P111	40.4967545°	17.2573310°				
P112	40.4966615°	17.2571255°				
P113	40.4964828°	17.2571195°				
P114	40.4963930°	17.2569100°				
P115	40.4965001°	17.2567033°				
P116	40.4964101°	17.2564978°				
P117	40.4965017°	17.2563103°				
P118	40.4966865°	17.2563086°				
P119	40.4968007°	17.2560504°				
P120	40.4988354°	17.2561365°				
P121	40.4988015°	17.2559309°				
P122	40.4988843°	17.2557273°				
P123	40.4990736°	17.2557296°				
P124	40.4991624°	17.2555282°				
P125	40.4993472°	17.2555304°				
P126	40.4994309°	17.2557456°				
P127	40.4996172°	17.2557498°				
P128	40.4996980°	17.2559570°				
P129	40.4996093°	17.2561525°				

Le opere a terra del progetto interesseranno le seguenti particelle catastali del comune di Taranto:



Area Idrogeno verde e Area Sostenibilità			
FOGLIO	PARTICELLA	SUP (ha are ca)	COLTURA
206	400	0,89	Seminativo
206	349	0,01	Seminativo
206	380	1,8	Seminativo

Le due aree si trovano ad un'altitudine media di m 10 s.l.m. e le coordinate geografiche sono le seguenti:

40°30'27.48"N

17°16'07.98"E

Area SU			
FOGLIO	PARTICELLA	SUP (m²)	COLTURA
147	42	650	Incolto
147	43	650	Incolto

Con le seguenti coordinate:

40°31'47.78"N

17°18'49.19"E



Progetto per la realizzazione in area SIN del comune di Taranto, di un parco fotovoltaico galleggiante (OFFSHORE) della potenza di 100 MW con annesso impianto di produzione di idrogeno verde da 25MW, impianto di mitilicoltura e strutture relative al turismo sostenibile.



Il Punto di connessione presso il futuro ampliamento della Stazione Elettrica TERNA 380/150kV "Taranto N2" sarà invece ubicata alle seguenti coordinate:

40°31'53.23"N

17°19'05.67"E

Il cavidotto di connessione MT avrà una lunghezza complessiva di circa 10 km, sul territorio comunale di Taranto. Sarà realizzato in cavo interrato con tensione nominale di 30 kV, che collegherà l'impianto fotovoltaico con la stazione di utenza in prossimità della stazione di rete Terna 380/220/150kV denominata "Taranto N2".



Figura 3-4: Inquadramento territoriale su Ortofoto del percorso del cavidotto di connessione MT e AT

L'area interessata dall'intervento, come si evince dall'immagine sotto riportata, ricade all'interno delle aree SIN.

Il sito interessato dall'impianto, come si evince dalle panoramiche sotto riportate, è ubicato a circa 750m dalle aree a servizio dell'acciaieria (ex ILVA) e ricade in area SIN.

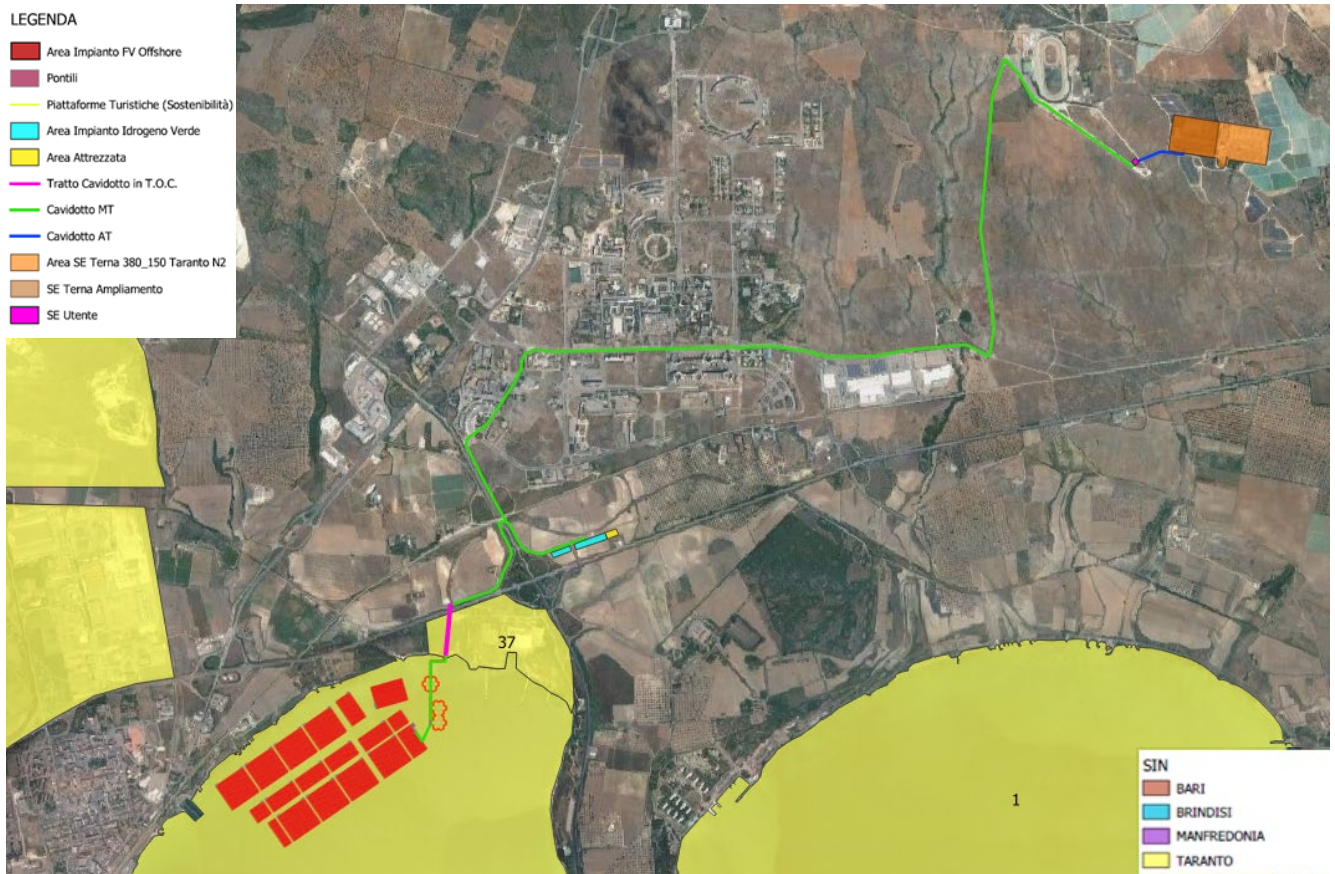


Figura 3-5: Inquadramento dell' impianto in area SIN

Per la compatibilità con l'area SIN su cui insiste l'impianto è stato redatto un Piano di caratterizzazione ai sensi del Decreto Legge 12 Settembre 2014 art.34 (semplificazione delle procedure in materia di bonifica e messa in sicurezza di siti contaminati - Misure urgenti per la realizzazione di opere lineari realizzate nel corso di attività di messa in sicurezza e di bonifica) che prevede che: *il soggetto proponente può proporre le modalità di Caratterizzazione del sito redigendo un Piano Preliminare di Caratterizzazione, i cui contenuti devono essere concordati con l'Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente.*

4 CRITERI DI PROGETTAZIONE

La progettazione dell'opera oggetto del presente documento è stata sviluppata tenendo in considerazione un sistema di indicatori sociali, ambientali e territoriali, che hanno permesso di valutare gli effetti della pianificazione elettrica nell'ambito territoriale considerato, nel pieno rispetto degli obiettivi della salvaguardia, tutela e miglioramento della qualità dell'ambiente, della protezione della salute umana e dell'utilizzo razionale delle risorse naturali.

In particolare per quanto riguarda l'ubicazione dell'area di impianto, l'individuazione del sito ha tenuto conto delle esigenze tecniche e dell'opportunità ambientale di intervenire nell'Area SIN di Taranto a ridosso di un polo industriale già fortemente caratterizzante l'area vasta.

Le opere quindi, prevedono l'installazione di pannelli fotovoltaici su strutture offshore ubicate in un'area marina di circa 90 ha all'interno del I Seno del Mar Piccolo di Taranto. Come evidenziato negli stralci planimetrici delle immagini seguenti, l'energia prodotta dall'impianto off-shore, raggiunge attraverso la posa di un cavidotto interrato la Stazione Elettrica Utente in prossimità della Stazione Terna. Il tracciato del cavidotto, subisce una deviazione/stacco, con la funzione di alimentare una Stazione per la produzione di Idrogeno Verde.

Come mostrato dall' inquadramento territoriale il progetto offshore sarà installato nel "I seno" del Mar Piccolo, nel comune di Taranto con le seguenti opere affini:

- Impianto fotovoltaico offshore e relative opere di connessione;
- Impianto per la produzione di idrogeno verde;



**OPERE
DI PROGETTO**

- Piattaforme galleggianti ad uso turistico e ricreativo;
- Area di interscambio (velostazione) per la mobilità sostenibile;
- Impianto Long – line (mitilicoltura).



**OPERE
COMPENSATIVE**



Il Preventivo di connessione rilasciato da TERNA SpA a favore del Proponente prevede che l'impianto sia collegato in antenna 150 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN denominata "Taranto N2", previa razionalizzazione delle linee RTN in ingresso alla SE.

L'area netta di impianto è stata definita valutandola dal punto di vista paesaggistico-ambientale, ottimizzando gli spazi per le strutture e le opere accessorie, al fine di utilizzare meno spazio possibile con la maggior resa energetica ricava Il progetto è caratterizzato da una polivalenza funzionale in quanto prevede la realizzazione di impianti ad energie rinnovabili (fotovoltaico galleggiante e idrogeno verde), servizi dedicati ai fruitori (turisti e residenti) e attività di mitilicoltura.

Si evidenzia che le opere affini all'impianto di produzione elettrica sono state progettate in quanto offrono valide forme di compensazione per l'intera città di Taranto. In questo modo le opere, se pur con funzionalità differenti, fanno parte di un progetto più ampio in grado di fornire servizi ed essere al contempo ambientamento sostenibile.

A sostegno delle scelte progettuali, sono stati eseguiti degli studi specialistici con la finalità di individuare le aree idonee per l'insediamento delle opere, sia da un punto di vista ambientale – naturalistico che tecnico – funzionale, in maniera da far collidere le esigenze ambientali, ecosistemiche, portuali, della navigazione e turistiche.

Nello specifico sono stati analizzati i vincoli e le prescrizioni presenti nel I Seno del Mar Piccolo di Taranto, oggetto della richiesta di nuova concessione demaniale marittima per installazione dell'impianto fotovoltaico off-shore galleggiante e annesso impianto per la captazione e l'allevamento dei mitili.



4.1 IMPIANTO FOTOVOLTAICO OFFSHORE

L'impianto fotovoltaico galleggiante (OFFSHORE) denominato "Flottante Taranto", della potenza di 100,0 MWp in DC e 90 MW in AC, con annesso **impianto di produzione di idrogeno verde** da 25MW.

L'area proposta risulta essere un'area residuale caratterizzata da bassi fondali ed è delimitata a nord dalla costa. Il progetto come evidenziato ha anche lo scopo di riqualificare l'intera area vasta, attualmente degradata.

L'uso di un moderno sistema fotovoltaico offshore rispetto ad un più classico fotovoltaico a terra presenta numerosi vantaggi tra i quali:

- zero consumo di suolo: nessun uso di terre da sottrarre all'agricoltura, nessun disboscamento o eliminazione di vegetazione preesistente;
- aumento della produzione di energia per via della rifrazione dell'acqua. La superficie dell'acqua migliora l'irradiazione, aumentando la produzione di energia poiché i pannelli fotovoltaici captano maggiori quantità di luce;
- minore surriscaldamento dei moduli.

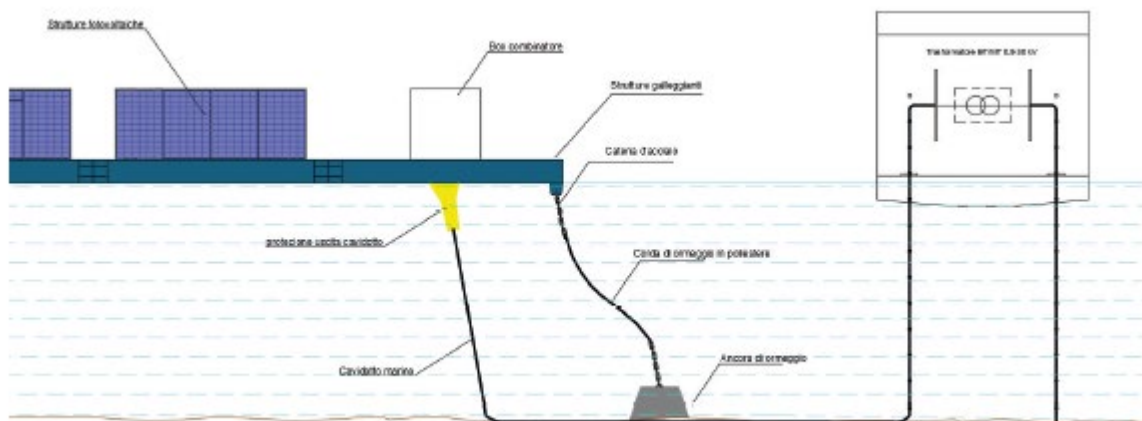


Figura 4-1: Schema impianto

L'impianto FV sarà costituito dai seguenti componenti principali:



- Generatore fotovoltaico, Inverter distribuiti, quadro parallelo Inverter;
- Piattaforme galleggianti;
- Ancoraggi.

Nel dettaglio la parte elettrica sarà così suddivisa:

- Impianto fotovoltaico
- Impianto di conversione CC/CA
- Impianto di supervisione e monitoraggio
- Impianto di sorveglianza
- Impianto di trasformazione MT/BT
- Elettrodotto MT di connessione
- Stallo arrivo produttore a 30kV nella stazione di condivisione a 150kV in prossimità della Stazione Elettrica "Taranto"
- opera di connessione alla stazione MT/AT di utenza nei pressi della stazione di trasformazione della RTN di "380/150kV Taranto N2"

L'impianto è pertanto composto dalle seguenti strutture:

- n. 34.722 strutture galleggianti con ciascuno 4 moduli fotovoltaici Huasun Himalaya serie G12 da 720Wp;
- n. 385 inverter di stringa Huawei SUN2000 330KTL-H1;
- n. 26 container power station ciascuno da 4 MVA da 20 piedi;
- n. 1 cabina di raccolta, dove saranno ubicati i locali delle apparecchiature di controllo, misura, alimentazione dei servizi ausiliari;
- n. 1 container per uso magazzino/deposito pezzi di ricambio/vano tecnico da 20 piedi;
- Cavidotti di bassata tensione a 0,8 kV che realizzano la rete di connessione interna all'impianto fra moduli, inverter e cabine di trasformazione.
- cavidotti di media tensione a 30 kV che realizzano la rete elettrica di connessione fra le cabine



di trasformazione e la cabina di raccolta;

- cavidotti di media tensione a 30 kV che realizzano la rete elettrica di connessione fra cabina di raccolta e stazione di elevazione a 150 kV con stallo in condivisione.

4.1.1 Generatore fotovoltaico

La superficie interessata dall'impianto FV sarà divisa funzionalmente in tre aree:

- Area impianto, costituita dall'area occupata dalle strutture fotovoltaiche con le zattere di galleggiamento, dalle aree destinate alla posa della Cabina di trasformazione BT/MT (cabinadi consegna o di impianto) e alla posa degli Skid di trasformazione 800V/30kV,
- Area elettrodotto MT per il collegamento tra la zona di produzione energetica e la rete di trasmissione nazionale (RTN);
- Area di trasformazione MT/AT per il collegamento alla RTN.

Il Generatore Fotovoltaico è costituito da 6945 stringhe di moduli FV.

Modello dei Moduli: Huasun Himalaya serie G12 da 720Wp

Caratteristiche:

- Potenza unitario modulo : 720 Wp
- Silicio monocristallino;
- Tensione a circuito aperto : 45,60 V
- Corrente di corto circuito (Isc) : 18,51 A
- Tensione alla massima potenza (Vm) : 38,50 V
- Corrente alla massima potenza (Im) : 17,28 A
- Dimensioni del modulo : 2384 mm x 1303 mm x 35 mm



4.2 Piattaforme galleggianti

L'impianto fotovoltaico sarà caratterizzato da sottocampi galleggianti dalle dimensioni di 100x55m composti da 400 unità base, ognuno composto da 4 pannelli. Ogni "UNIT" è composta da 2 galleggianti in HDPE polietilene ad alta densità e da un telaio metallico in alluminio o in acciaio inox. I 4 moduli saranno i Huasun Himalaya serie G12 da 720Wp.

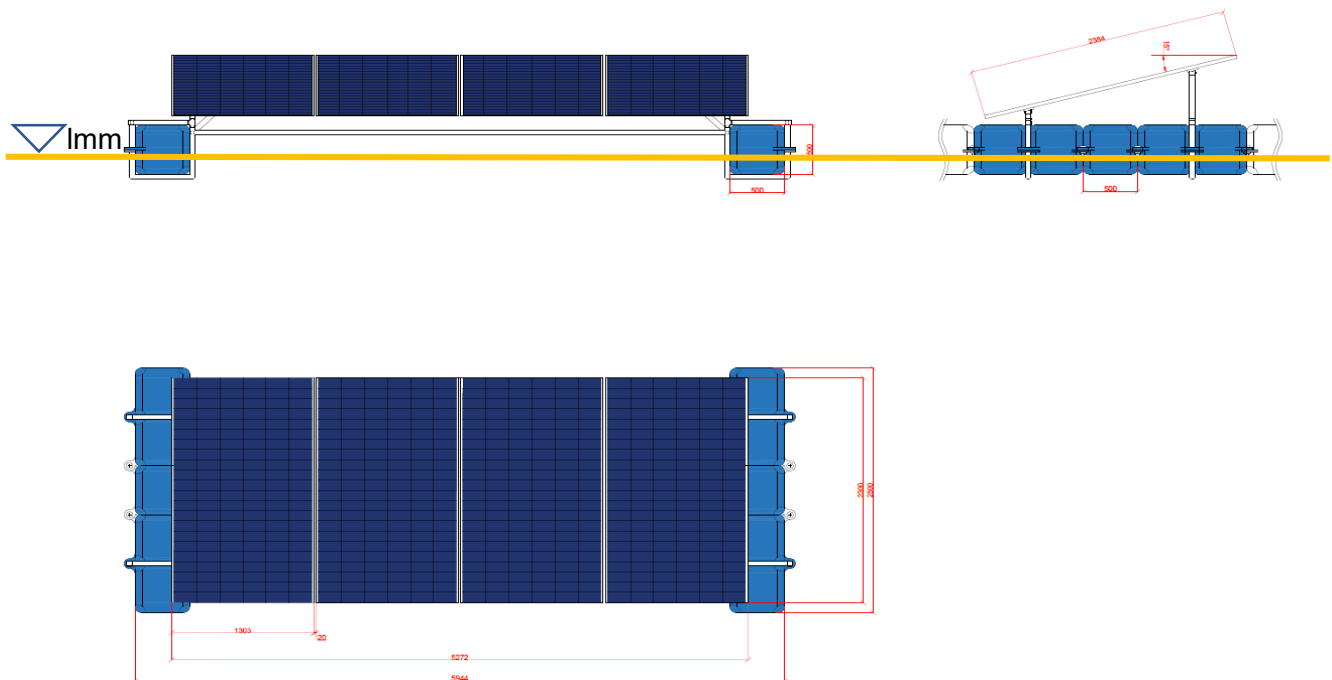


Figura 4-2: Struttura galleggiante con pannelli Fv

I blocchi galleggianti che vengono assemblati per comporre la struttura misurano 50x50x50 e oltre a garantire il galleggiamento delle strutture, costituiscono anche le passerelle pedonali interne alle piazzole di impianto per consentire l'accesso degli operatori e sulle quali verranno posizionati gli inverter e le canaline per il passaggio dei cavidotti BT sulle piazzole.

Il sistema (tipo NRG ISLAND) è costituito da telai in alluminio uniti a moduli galleggianti in polietilene (HDPE). I telai vengono assicurati ai galleggianti sfruttando le "asole" poste ogni 50cm. I tubolari in alluminio passano dentro le asole rendendo così i telai solidali al sistema. 1 Telaio in alluminio e 2 galleggianti formano la nostra NRG UNIT base, che per i pannelli scelti è di dimensione 2x5 metri

e sulla quale è possibile posizionare 4 pannelli solari fotovoltaici. Installando pannelli solari con un tilt di 5° e il pitch tra le file a 2,5m.

I galleggianti principali hanno una dimensione di 100x50x40cm, di peso 11 kg circa cad. mentre i galleggianti secondari hanno una dimensione di 50x50x40cm e peso di circa 6 kg. Sono collegati gli uni agli altri mediante speciali connettori in polietilene ad alta densità a chiusura ad incastro: è sufficiente ruotare con chiave apposita tale connettore per montare/smontare il sistema, sia riguardo i connettori centrali che si inseriscono centralmente quando si uniscono 4 galleggianti assieme sia riguardo i giunti laterali a vite che si posizionano sugli incastri perimetrali.

Tali strutture innovative sono state progettate per **mitigare** i possibili effetti di interazione tra le piattaforme galleggianti ed il sistema marino. Come illustrato nelle immagini seguenti, l'impianto è a contatto diretto con la superficie del mare soltanto tramite i galleggianti di dimensione 0,50 m posti lateralmente (5,2m) ad ogni unità fondamentale.

Nelle figure sottostanti si riportano i particolari costruttivi delle strutture flottanti e il datasheet dei moduli utilizzati.

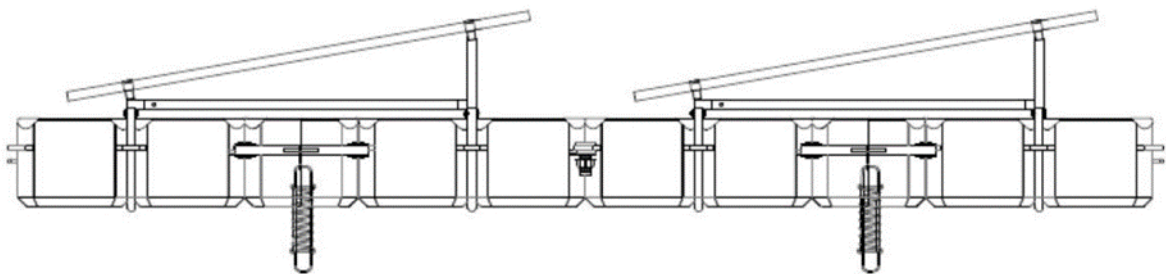


Figura 4-3: Dettaglio trasversale galleggianti dell'impianto flottante

I sottocampi a loro volta saranno raggruppati in **18 campi** di diverse dimensioni in modo da rispettare tutti i vincoli presenti nell'area del Mar Piccolo e ridurre al minimo il quantitativo di ancoraggi al fondale considerati in fase di progettazione.



Figura 4-4: Rappresentazione dei Campi (1-18)

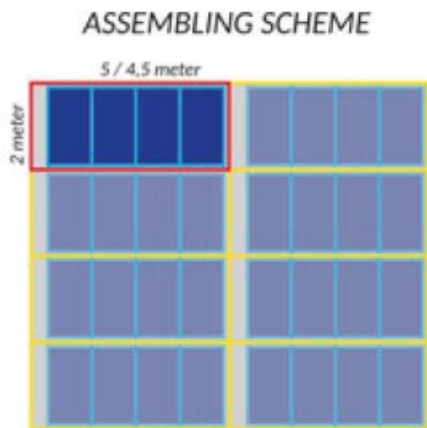
La principale caratteristica delle strutture di fissaggio individuate, è la facilità di installazione, tale sistema permette di evitare la realizzazione di scavi di fondazione.

Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **M FLOATING MAR PICCOLO S.R.L**

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Progetto per la realizzazione in area SIN del comune di Taranto, di un parco fotovoltaico galleggiante (OFFSHORE) della potenza di 100 MW con annesso impianto di produzione di idrogeno verde da 25MW, impianto di mitilcoltura e strutture relative al turismo sostenibile.



SCHEMA DI MONTAGGIO



POSIZIONARE 2 MODULI ORIENTANDO IL LOGO NELLA SOLITA DIREZIONE



INNESTARE IL CONNETTORE



SPINGERE IL CONNETTORE A FONDO



RUOTARE DI 45° IL CONNETTORE



MONTARE I GIUNTI LATERALI A VITE. LE RONDELLE VANNO A COLMARE GLI SPAZI VUOTI



PRODOTTO MONTATO (ESEMPIO CON 4 DIVERSI COLORI e realizzato con 4 cubedock singoli da 50x50x40cm)

4.3 Descrizione linee di ancoraggio

Nel presente paragrafo si descrive la linea di ancoraggio che viene proposta per ancorare l'impianto. Questa verrà confermata una volta analizzato nel dettaglio (progettazione esecutiva) tutte le caratteristiche: variazione livello dell'acqua, tipologia del fondale ed eventuali richieste specifiche.

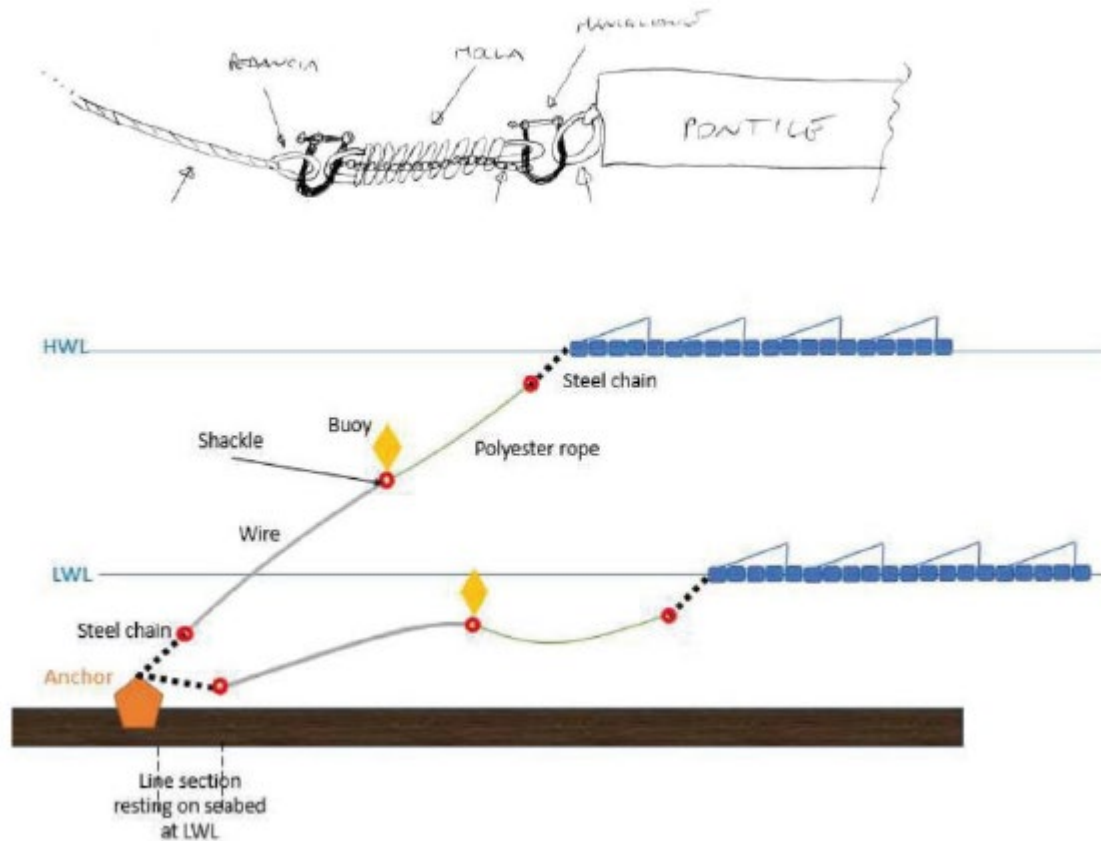


Figura 4-5: Ancoraggi



Molla assorbitore



Barra di ancoraggio

Figura 4-6: Particolare collegamento galleggiante – catena con molla assorbente

Il sistema si adatta ed asseconda le variazioni di livello dell'acqua del bacino in cui viene installato l'impianto fotovoltaico.

Questo grazie ad un sistema di corpi morti in cemento collocati sul fondo del bacino stesso, a catene in acciaio galvanizzato e cime in nylon che vengono collegate alla piattaforma mediante appositi kit in acciaio inox e mollettoni antistrappo ed infine grazie a delle boe poste a "mezzavia" a fare da tirante e mantenere così il Sistema sempre tensionato.

I corpi morti che costituiscono gli ancoraggi, sono blocchi in cemento armato. Il numero di linee di ancoraggio è stato stimato in circa n. 25 per ogni isola di 1 MW (sottocampo).



Figura 4-7: Corpo morto in cemento debolmente armato

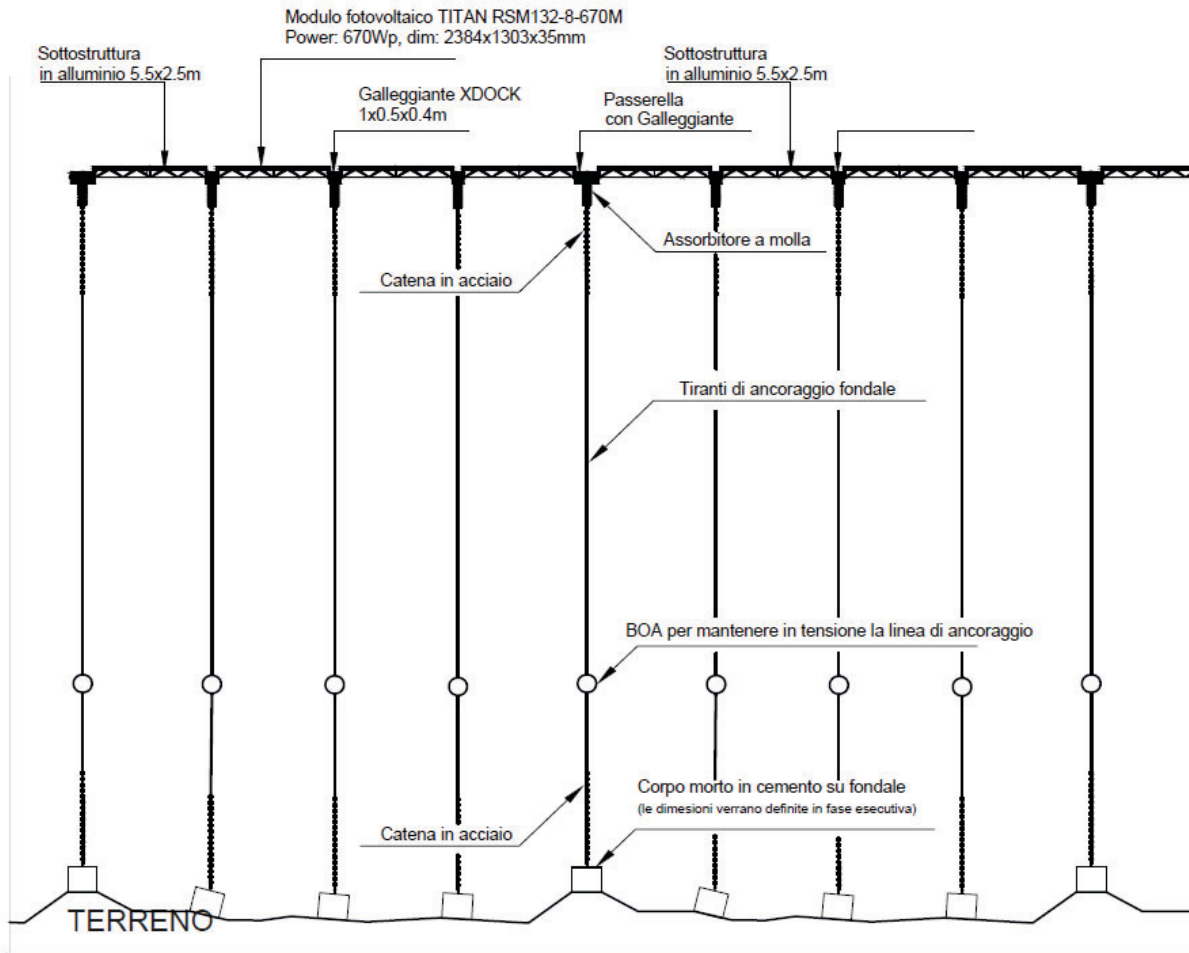


Figura 4-8: Sezione linee di ancoraggio

4.4 IMPIANTO DI IDROGENO VERDE

L'impianto fotovoltaico in progetto, oltre alla produzione per immissione in rete, **garantirà anche la fornitura dell'energia rinnovabile necessaria alla produzione dell'Idrogeno Verde**, consentendo in questo modo la trasformazione dell'energia elettrica rinnovabile generata in una forma che renda possibile un'efficace decarbonizzazione anche per i cosiddetti settori industriali "hard-to-abate" (e.g. raffinazione, produzione acciaio, chimica e petrolchimica, trasporto pesante, etc.).

Si riporta di seguito il dettaglio planimetrico dell'impianto idrogeno.

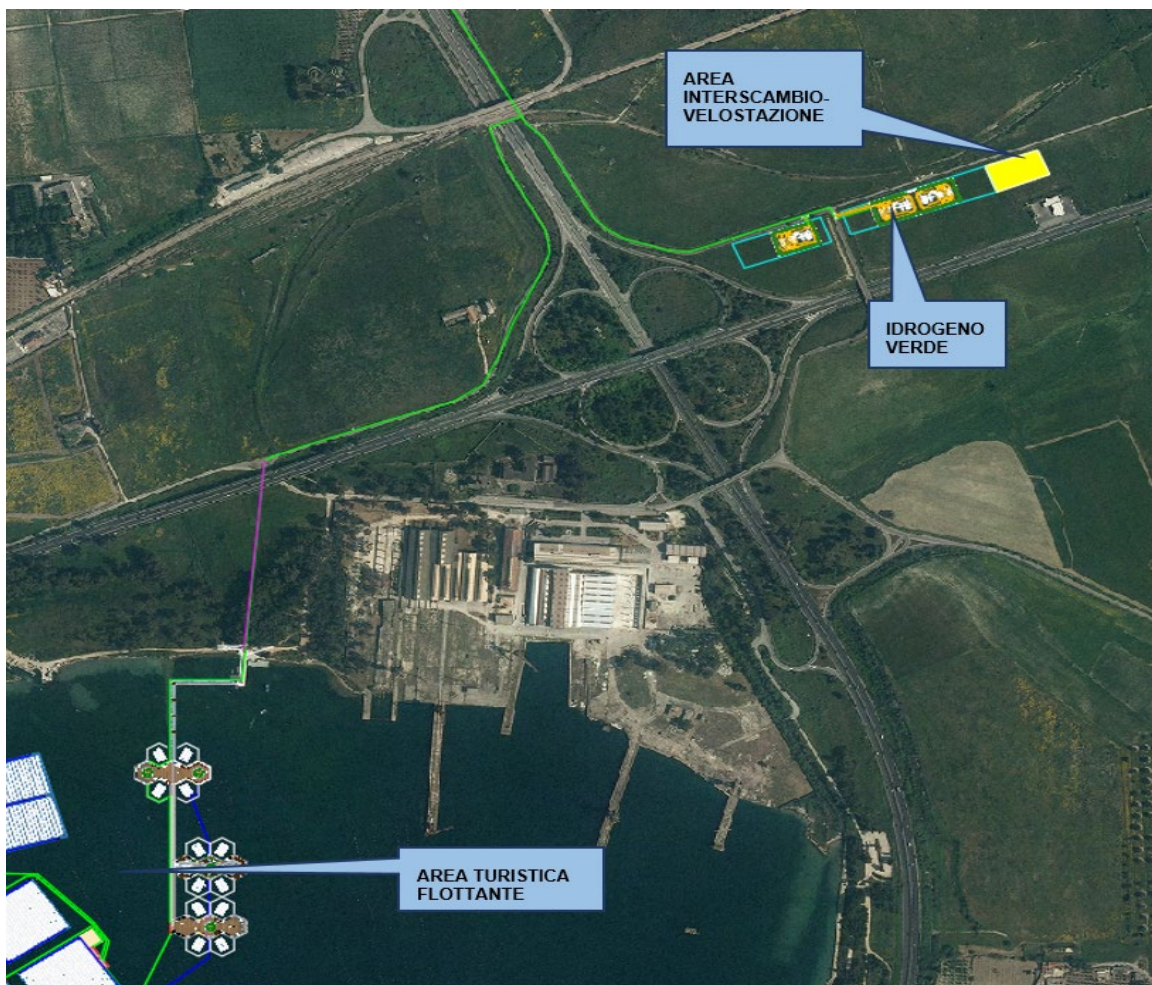


Figura 4-9: Dettaglio impianto Idrogeno Verde

4.4.1 Descrizione dell'impianto

L'impianto per la produzione di Idrogeno Verde sarà progettato e realizzato in forma modulare e containerizzata.

I vantaggi di questo approccio sono i seguenti:

- minimizzare la necessità di realizzare opere civili presso il sito, minimizzando di conseguenza anche la movimentazione del terreno;
- minimizzare l'impatto ambientale evitando la realizzazione di edifici in muratura ed installando apparecchiature e moduli caratterizzati da un'altezza fuori terra limitata;
- consentire una modulazione della capacità produttiva nel tempo, garantendo la predisposizione del sito verso l'installazione di ulteriori moduli di elettrolisi (container) così da poter soddisfare efficacemente l'aumento futuro della domanda di idrogeno da parte degli utilizzatori finali. La Prima Fase prevederà l'installazione di un primo modulo da circa 4 MW, per una produzione nominale di circa 800 Nm³/h di Idrogeno verde.

Di seguito sono brevemente descritti i componenti principali dell'impianto, rappresentati nella planimetria preliminare riportata in figura seguente.

Per quanto concerne l'impianto ad idrogeno verde si come per l'impianto in questione di 25MW, assumendo un'efficienza del 75%, il valore stimato di produzione annua di idrogeno è di circa **1.542.678 kg**, corrispondente ad un funzionamento di 3.939 ore alla portata di 5.000 Nm³/h con un consumo di circa 56 kWh di energia elettrica per produrre 1kg di idrogeno. Inoltre, considerando che tale processo di elettrolisi è alimentato da fonte rinnovabile intero processo è interamente sostenibile non producendo emissioni di CO₂.



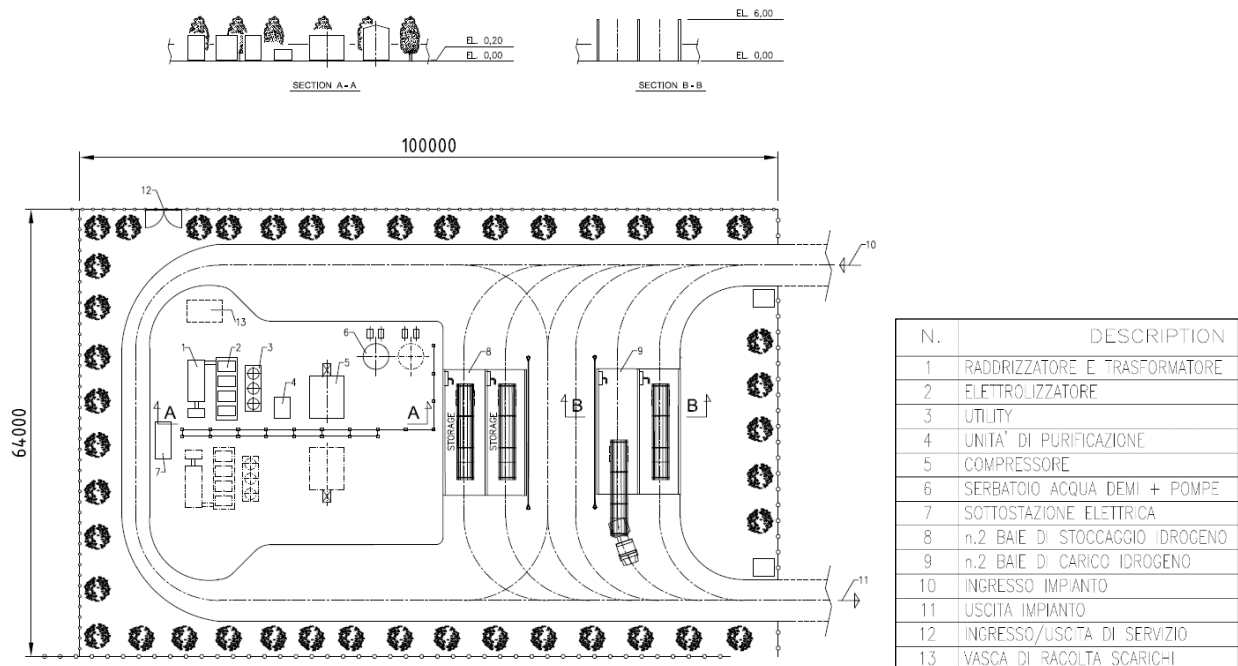


Figura 4-10: Planimetria preliminare dell’Impianto di Idrogeno Verde

4.4.2 Sezione di processo

Le informazioni quantitative in seguito riportate fanno riferimento ad una Prima Fase produttiva, in cui la capacità installata di elettrolisi sia nell’ordine di circa 25 MW.

Le quantità varieranno di conseguenza in caso di aumento della capacità installata.

- **Acqua demineralizzata**

La materia prima per la produzione di Idrogeno Verde sarà acqua demineralizzata, acquistata presso produttori industriali locali e trasportata in sito su gomma, dove sarà stoccata in un idoneo serbatoio.

Il massimo consumo di acqua demineralizzata per l’impianto sarà di circa 10 m³ al giorno, e la dimensione del serbatoio sarà tale da consentire un numero ragionevole di rifornimenti periodici (e.g. autonomia di funzionamento superiore ad una settimana), senza impattare significativamente sul traffico e la logistica della zona. Nello specifico, per garantire il fabbisogno di acqua demineralizzata per il funzionamento dell’impianto, il serbatoio di stoccaggio previsto (totale di circa 65 m³) verrà rifornito nel periodo estivo di massima produzione di Energia Rinnovabile (e di conseguenza Idrogeno Verde)



tramite un numero di autobotti che varierà, a seconda della taglia del mezzo disponibile, tra un minimo di due a settimana (autobotti da circa 30 m³ l'una), ad un massimo di una al giorno (autobotte da circa 10 m³).

Tramite questa scelta di progetto, sarà possibile esercire l'impianto di produzione di Idrogeno Verde senza avere scarichi o emissioni significative continue di liquidi, e limitando lo scarico di effluenti gassosi all'Ossigeno verde purificato co-prodotto durante l'elettrolisi dell'acqua demineralizzata.

- **Elettrolisi e purificazione**

L'acqua demineralizzata verrà prelevata dal serbatoio tramite pompe e alimentata all'elettrolizzatore vero e proprio, installato all'interno di un container dedicato. Questa unità, alimentata tramite l'impianto fotovoltaico collegato tramite sottostazione elettrica con componentistica elettrica dedicata, convertirà l'acqua demineralizzata in Idrogeno e Ossigeno verdi.

L'Ossigeno ad elevata purezza sarà scaricato all'atmosfera in quanto non utilizzato nel resto dell'impianto e in quanto sottoprodotto della produzione di Idrogeno Verde. Per lo scarico, a temperatura leggermente superiore a quella ambientale, verrà previsto un tubo dedicato di un'altezza di pochi metri, installato direttamente sopra il container di elettrolisi, che scaricherà all'atmosfera la portata prodotta (circa 600 kg/h, fino a un massimo di 8 tonnellate giorno in estate).

L'idrogeno, con una portata di produzione nell'intorno degli 800 Nm³/h (fino a un massimo di circa 1 tonnellata giorno in estate) sarà invece inviato all'unità di purificazione, realizzata in forma modulare, dove la poca acqua e l'ossigeno residuo contenuti nella corrente gassosa saranno rimossi tramite via catalitica e di assorbimento, rendendo l'Idrogeno Verde idoneo per la compressione e l'uso finale.

- **Compressione e caricamento Idrogeno verde**

L'idrogeno disidratato e ad altissima purezza sarà a questo punto inviato all'unità di compressione, dove un compressore dedicato lo porterà sino ai livelli di pressione richiesti per lo stoccaggio in carri bombolai per il successivo trasporto (e.g. superiore a 200 bar).

A valle della compressione, l'Idrogeno verde sarà quindi inviato ad un opportuno sistema di caricamento che consentirà il riempimento dei carri bombolai che verranno poi, una volta raggiunto il quantitativo richiesto, trasportati tramite una motrice presso il sito dell'utilizzatore finale dell'idrogeno e,



una volta scaricato e consumato l'idrogeno, saranno riportati presso l'impianto di Idrogeno Verde per il successivo ciclo di caricamento.

In aggiunta, sono previsti degli spazi dedicati in cui parcheggiare e mantenere in sicurezza i carri bombolai pieni di idrogeno stoccati in impianto in attesa di essere trasportati presso l'utilizzatore finale.

Nel periodo di massima produzione di Idrogeno verde (estate, circa 1 tonnellata giorno) la quantità di viaggi prevista per il trasporto del prodotto sarà variabile a seconda della tipologia di carro bombolaio utilizzata, e comunque compresa tra un minimo di 1 e un massimo di 4 al giorno.

▪ **Sezione di Produzione Ausiliari**

L'intera produzione di fluidi ausiliari necessari per il funzionamento dell'impianto sarà realizzata tramite l'installazione di moduli containerizzati, capaci di soddisfare in autonomia il fabbisogno dell'impianto di Idrogeno Verde.

Nello specifico, saranno presenti:

- Circuito chiuso di acqua di raffreddamento, con dispersione del calore tramite scambiatori aria/acqua;
- Circuito di acqua refrigerata a servizio dell'unità di purificazione e di caricamento dell'idrogeno, con dispersione del calore tramite scambiatori aria/acqua;
- Produzione di azoto per flussaggio dell'elettrolizzatore a partire dall'aria ambiente;
- Sistema di produzione di aria compressa per l'operazione di valvole e strumentazione presenti all'interno dell'impianto di produzione di Idrogeno Verde.

▪ **EMISSIONI PRINCIPALI**

- Ossigeno ad elevata purezza, scaricato all'atmosfera tramite tubazione di piccolo diametro dedicata, avente un'elevazione di qualche metro superiore alla quota del container. La massima portata prodotta sarà di circa 600 kg/h, fino a un massimo di 8 tonnellate giorno in estate).



- A seconda della tecnologia di elettrolisi scelta, una quantità limitata di residui liquidi (soluzione acquosa alcalina di idrossido di potassio e acqua di processo) da smaltire periodicamente (annualmente) tramite trasporto in autobotti dedicate.

4.4.3 Sezione di Produzione Ausiliari

L'intera produzione di fluidi ausiliari necessari per il funzionamento dell'impianto sarà realizzata tramite l'installazione di moduli containerizzati, capaci di soddisfare in autonomia il fabbisogno dell'impianto di Idrogeno Verde.

Nello specifico, saranno presenti:

- Circuito chiuso di acqua di raffreddamento, con dispersione del calore tramite scambiatori aria/acqua;
- Circuito di acqua refrigerata a servizio dell'unità di purificazione e di caricamento dell'idrogeno, con dispersione del calore tramite scambiatori aria/acqua;
- Produzione di azoto per flussaggio dell'elettrolizzatore a partire dall'aria ambiente;
- Sistema di produzione di aria compressa per l'operazione di valvole e strumentazione presenti all'interno dell'impianto di produzione di Idrogeno Verde.



4.5 **PIATTAFORME GALLEGGIANTI AD USO TURISTICO E RICREATIVO**

Parte integrante dell'impianto fotovoltaico offshore è l'ara dedicata al turismo. Tali strutture compensative, hanno una finalità principale: riqualificare l'area del Mar Piccolo. Nei pressi dell'impianto fotovoltaico infatti, sono previste delle aree dedicate all'intrattenimento, allo sport, alla cultura e al turismo che offrono un'attrazione vivibile da tutta la cittadinanza e dai turisti. Tali aree galleggianti costeggeranno una parte dell'impianto Fv e saranno collegate con delle passerelle ciclopedonali. Ogni area sarà fornita di specifici servizi con l'intento di arricchire e rendere vivibile delle zone della città attualmente degradate.

L'intento di questa proposta progettuale è quello di creare con la cittadinanza, un contatto diretto con l'impianto flottante, simbolo di rivoluzione green e di innovazione tecnologica a livello internazionale. Infatti sulle piattaforme verranno installati alberi eolici, colonnine di ricarica, totem illustrativi e panchine che permetteranno di vivere a pieno tutta l'area del Mar Piccolo e della costa Tarantina.

Come illustrato nel dettaglio sottostante, la passerella ciclo-pedonale di circa 500m sarà completamente galleggiante rendendo tale opera compensativa unica nel suo genere.



Figura 4-11: Fotoinserimento area turistica galleggiante

Progetto per la realizzazione in area SIN del comune di Taranto, di un parco fotovoltaico galleggiante (OFFSHORE) della potenza di 100 MW con annesso impianto di produzione di idrogeno verde da 25MW, impianto di mitilcoltura e strutture relative al turismo sostenibile.

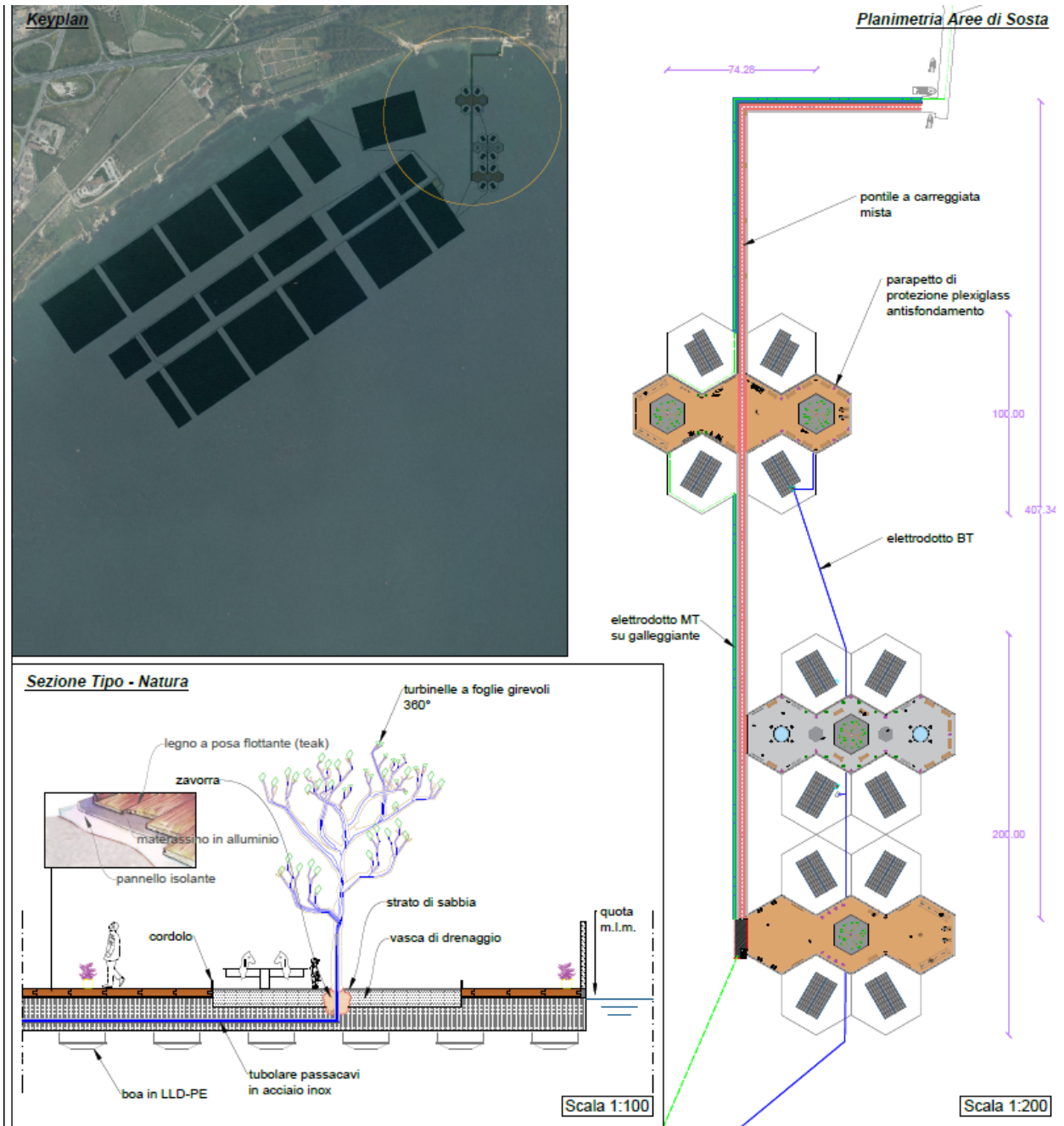


Figura 4-12: dettaglio planimetrico area turistica

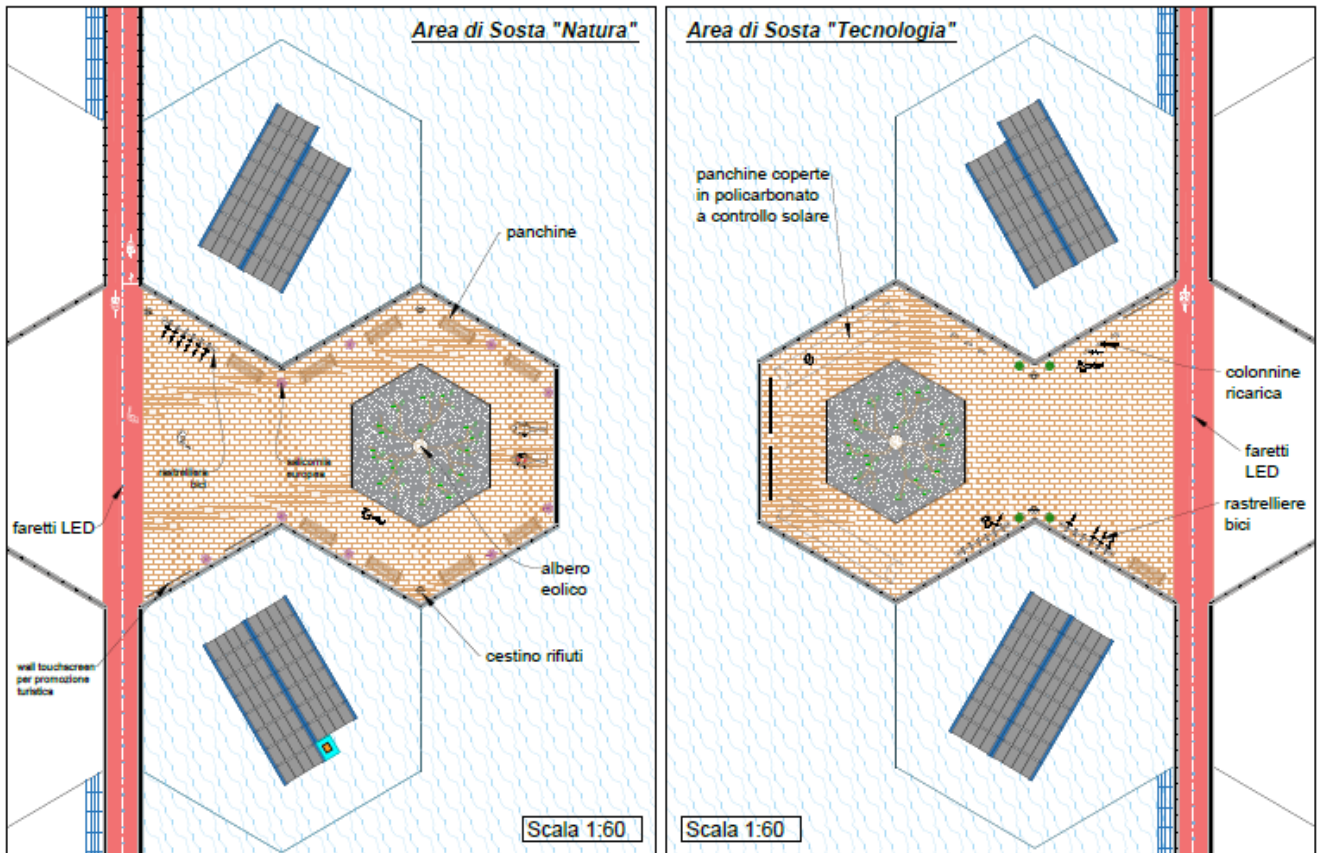


Figura 4-13: Dettaglio piattaforme turistiche

4.6 AREA DI INTERSCAMBIO (VELOSTAZIONE) PER LA MOBILITÀ SOSTENIBILE

Le opere, come illustra l'immagine precedente, interesseranno le perimetrazioni afferenti il Parco Naturale Regionale Mar Piccolo. A tal proposito si precisa che le superfici necessarie alla realizzazione delle opere sono ridotte allo stretto necessario e che tali opere non sono delocalizzabili. Un parco fotovoltaico Offshore garantisce una resa del tutto superiore rispetto a un impianto tradizionale, senza pensare agli ettari di terreno che bisognerebbe sottrarre all'agricoltura se si volesse realizzare un impianto FV tradizionale.

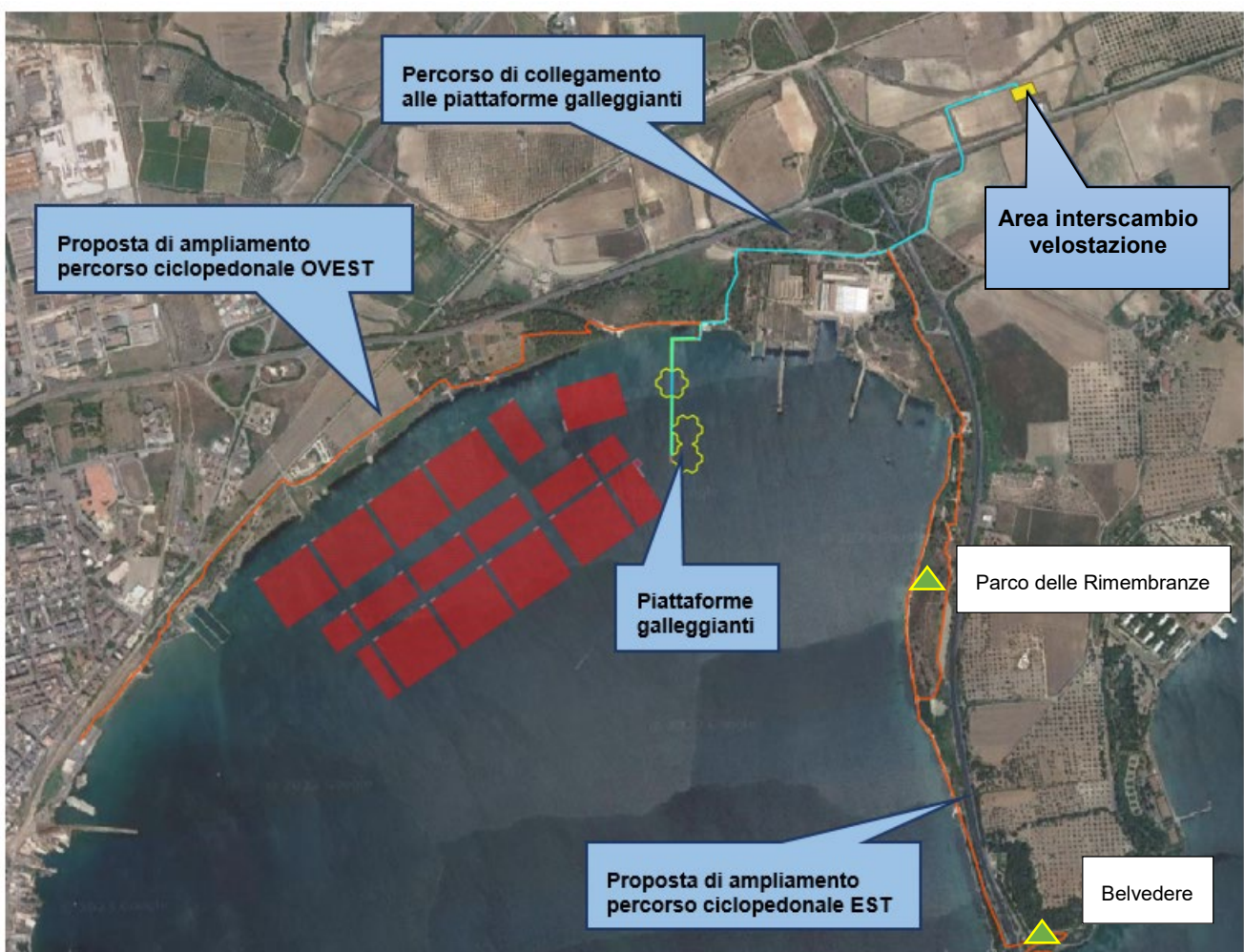


Figura 4-14: Area interscambio e pista ciclabile

Valorizzare e rilanciare una zona di territorio Tarantino non soltanto attraverso la produzione di energia ma riqualificandola e rendendola fruibile dalla comunità, questo l'obiettivo dell'intero progetto.

Per tale motivo si vuole collaborare in sinergia con le istituzioni locali offrendo delle opere che vadano a rafforzare un turismo sostenibile. Infatti le piattaforme galleggianti sono state ideate per offrire dei servizi del tutto mancanti nella zona del Mar Piccolo di Taranto.

Tramite una lunga passerella i cittadini potranno svolgere attività sportive/ricreative in aree con attrezzature sportiva, culturale e dedicate alla mobilità sostenibile. L'impianto fotovoltaico offshore sarà integrato con queste tipologie di attrazioni rendendo l'impianto una forma di attrazione turistica.

I cittadini così saranno i veri protagonisti di una rivoluzione ambientale. Il lavoro del progetto in oggetto, infatti, rispecchia a pieno il lavoro svolto dalle amministrazioni locali e associazioni di settore per riqualificare tutta l'area circostante all'impianto. Infatti l'opera si colloca pienamente con le iniziative avviate dal comune di Taranto come quello per candidare il Parco regionale Mar Piccolo alla "Carta Europea del Turismo Sostenibile".

La **carta CETS** (carta europea del turismo sostenibile) è promossa da Europarc ed è contemporaneamente uno strumento metodologico e una certificazione che permette di qualificare e migliorare la gestione delle aree protette, per lo sviluppo del turismo sostenibile. Il suo elemento centrale è la collaborazione tra tutte le parti interessate a sviluppare una strategia comune e un piano di azione per lo sviluppo turistico, sulla base di un'analisi approfondita dello scenario territoriale.

Analizzando la planimetria del parco e quella del progetto, si può notare come l'opera delle piattaforme turistiche si va a collocare in un punto strategico del parco regionale Mar Piccolo e funge da supporto per la candidatura della CETS. Il progetto in oggetto vuole rafforzare le viabilità (impraticabili allo stato attuale) e a fornire dei servizi del tutto mancanti nel Parco Regionale del Mar Piccolo.

L'area denominata Sostenibilità (GIALLO), sarà dedicata all'interscambio. I cittadini e turisti potranno parcheggiare le auto private ed affittare le bici elettriche o avviarsi a piedi per poter scoprire i luoghi e le attrazioni presenti lungo i sentieri. Tramite la viabilità (AZZURRA) interna, potranno raggiungere le piattaforme galleggianti in totale sicurezza e praticare varie attività ricreative e sportive.

Inoltre si sono individuate due proposte di ampliamento del percorso ciclopedonale (ARANCIONE) sul quale l'amministrazione comunale in accordo con l'iniziativa di presentazione della domanda della CTES:



Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **M FLOATING MAR PICCOLO S.R.L**

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Progetto per la realizzazione in area SIN del comune di Taranto, di un parco fotovoltaico galleggiante (OFFSHORE) della potenza di 100 MW con annesso impianto di produzione di idrogeno verde da 25MW, impianto di mitilicoltura e strutture relative al turismo sostenibile.

- Percorso ciclopedonale ad EST che a sua volta permetterà di raggiungere due punti attrattivi: “Parco delle Rimembranze” e il “Belvedere Mar Piccolo”;
- Percorso ciclopedonale a OVEST per il collegamento verso la città (in accordo col PUMS di Taranto).



1. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DELL'IMPIANTO SOLARE

1.1. *Variazione della tensione con la temperatura per la sezione in c.c.*

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze. In base alla Norma UNI 10349 la località che meglio identifica quanto sopra esposto è Taranto.

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi Occorrerà verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

- $V_{m \min} \geq V_{inv \text{ MPPT } \min}$.
- $V_{m \max} \leq V_{inv \text{ MPPT } \max}$
- $V_{oc \max} < V_{inv \max}$

Nelle quali $V_{inv \text{ MPPT } \min}$ e $V_{inv \text{ MPPT } \max}$ rappresentano, rispettivamente i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza, mentre la $V_{inv \max}$ è il valore massimo di tensione c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a -130 mV /°C ed i limiti di temperatura estremi pari a -10°C e +70°C, V_m e V_{oc} assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a SCT (25° C).

Assumendo che tali grandezze varino linearmente con la temperatura, le precedenti disuguaglianze, nei vari casi, sono tutte rispettate con piena compatibilità tra le stringhe dei moduli fotovoltaico e l'inverter prescelto.

2. STAZIONI DI ENERGIA

L'allaccio sarà direttamente in Media Tensione sul confine mentre all'interno sarà realizzata una rete di media tensione con n°26 cabine di trasformazione utente.

I criteri progettuali adottati per l'allaccio e nella scelta delle apparecchiature elettriche sono legati norma CEI 0-16.



Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale della rete di distribuzione e delle caratteristiche delle apparecchiature installate.

L'alimentazione dei servizi ausiliari di cabina sarà derivata da un allaccio BT dedicato e sarà inoltre garantita tramite un gruppo statico di continuità (UPS) con autonomia di almeno due ore della potenza di 1000VA.

L'arrivo alla stazione TERNA sarà realizzato con cavo in rame 3x630mmq.

Lo scavo di media tensione sarà realizzato con una profondità non inferiore ad 1 metro in modo da avere sempre separazione negli incroci da cavi ad un livello di tensione inferiore.

Gli elaborati grafici offrono una visione più puntuale delle scelte progettuali adottate.

2.1. Caratteristiche tecniche cavi bt e relativo dimensionamento

L'elettrodotto in oggetto costituisce l'elemento di collegamento fra gli inverter di stringa e le cabine di

trasformazione a 30 kV. I cavi BT dovranno garantire per ogni singola linea una portata max di corrente pari

alla corrente max in uscita dagli inverter per ciascuna linea.

In uscita da ogni container consideriamo la seguente corrente max:

$$I_{bb_mmmmmm} = 238,2 \text{ AA}$$

Pari alla potenza max sostenibile dagli inverter (*Figura 11*), di seguito si riporta la scheda tecnica per l'inverter utilizzato.



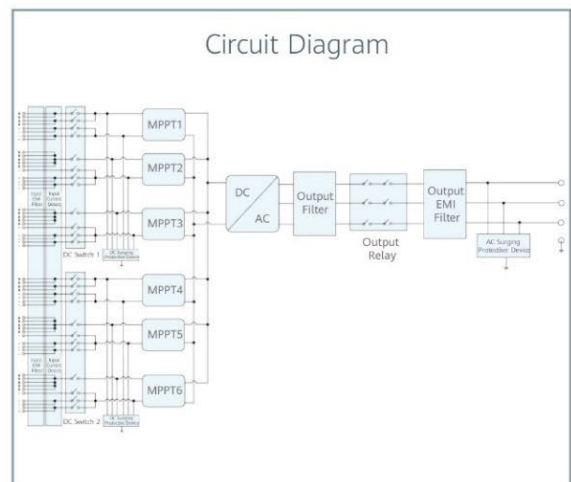
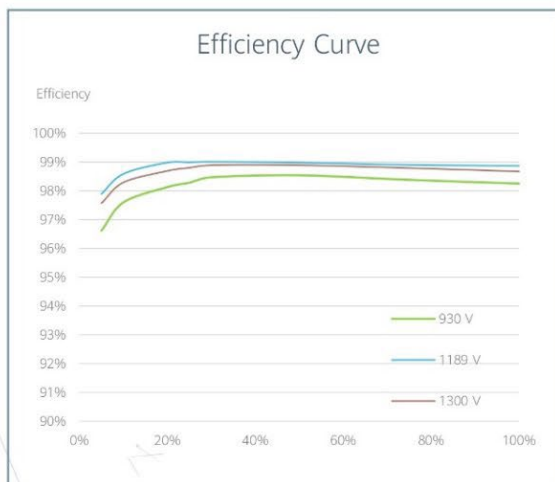
Progetto per la realizzazione in area SIN del comune di Taranto, di un parco fotovoltaico galleggiante (OFFSHORE) della potenza di 100 MW con annesso impianto di produzione di idrogeno verde da 25MW, impianto di mitilcoltura e strutture relative al turismo sostenibile.

SUN2000-330KTL-H1 Smart PV Controller

For APAC, LATAM & EUROPE



- Max. Efficiency $\geq 99.0\%$
- Smart Connector-level Detection (SCLD)
- Smart Self-cleaning Fan (SSCF)
- IP66 Protection
- MBUS Supported
- Smart String-level Disconnection (SSLD)
- Smart IV Curve Diagnosis Supported
- Surge Arresters for DC & AC



Progetto per la realizzazione in area SIN del comune di Taranto, di un parco fotovoltaico galleggiante (OFFSHORE) della potenza di 100 MW con annesso impianto di produzione di idrogeno verde da 25MW, impianto di mitilcoltura e strutture relative al turismo sostenibile.

SUN2000-330KTL-H1

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥ 99.0%
European Efficiency	≥ 98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	THD _i < 1% (Rated)
Protection	
Smart String-level Disconnection (SSLD)	Yes
Smart Connector-level Detection (SCLD)	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Detection	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Detection Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤ 112 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
Relative Humidity	0 ~ 100% (Non-condensing)
DC Connector	HH4SMM4TMSPA / HH4SFM4TMSPA
AC Connector	Support OT / DT Terminal (Max. 400 mm ²)
Protection Degree	IP 66
Anti-corrosion Protection	C5-Medium
Topology	Transformerless
Standards Compliance	
IEC 62109-1/-2, IEC 62920, IEC 60947-2, EN 50549-2, IEC 61683, etc.	

SOLAR.HUAWEI.COM

Figura 4-15: Scheda tecnica con caratteristiche elettriche inverter Huawei SUN2000 330KTL-H1



2.2. Scomparto MT

Gli scomparti di MT, come indicato negli elaborati grafici, saranno i seguenti:

CABINA ALLACCIO

- scomparto di arrivo cavi dal basso
- scomparto di protezione generale con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 51.S1 – 51.S2, 51, 51N, e 67 e di interfaccia 27-81-59;
- scomparti di misura
- scomparti protezione linea con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50, 51, 51N, e 67;
- scomparti protezione trafo con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50 – 51;

CABINE DISTRIBUZIONE

- scomparti di misura
- scomparti protezione linea con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50, 51, 51N, e 67;
- scomparti protezione trafo con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50 – 51.

CARATTERISTICHE SCOMPARTI

Le caratteristiche degli scomparti sono le seguenti:

- Tensione nominale fino a: 36 kV
- Tensione esercizio fino a: 36 kV
- Numero delle fasi: 3
- Livello nominale di isolamento

1) Tensione di tenuta ad impulso 1.2/50 μ s a secco verso terra e tra le fasi
(valore di cresta): 125 kV

2) Tensione di tenuta a frequenza industriale per un minuto a secco verso terra
e tra le fasi: 50 kV



- Frequenza nominale: 50/60 Hz
- Durata nominale del corto circuito: 1"

2.3. Dispositivo generale

Il dispositivo generale sarà costituito da interruttore con sganciatore di apertura e sezionatore da installare sul lato rete TERNA dell'interruttore di allaccio. La funzione del dispositivo d'interfaccia sarà svolta dal dispositivo generale stesso e quindi:

- il dispositivo sarà equipaggiato con doppi circuiti di apertura e bobina a mancanza di tensione su cui devono agire rispettivamente le protezioni generali e d'interfaccia;
- i TV previsti per l'alimentazione delle protezioni di interfaccia, devono essere posti a monte dell'interruttore generale (fra l'interruttore ed il sezionatore che in questo caso diventa indispensabile) ed inseriti, lato MT, tramite fusibili di calibro opportuno.

2.4. Protezione generale

Questa protezione ha il compito di aprire l'interruttore associato in modo tempestivo e selettivo rispetto al dispositivo della rete pubblica, onde evitare che i guasti sull'impianto del Cliente Produttore provochino la disalimentazione di tutta l'utenza sottesa alla stessa linea MT. A tal fine il Cliente Produttore deve installare una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra. Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale delle scelte adottate.

2.5. Protezioni di interfaccia

Le protezioni di interfaccia saranno costituite essenzialmente da relè di frequenza, di tensione e, eventualmente, di massima tensione omopolare. In caso di sovraccarico o corto-circuito sulla rete TERNA o mancanza di alimentazione da parte TERNA stessa si ha, di regola l'intervento dei relè di frequenza; i relè di minima e massima tensione, invece, assolvono ad una funzione prevalentemente di rinalzo. In caso di guasto monofase a terra sulla rete TERNA interviene il relè di massima tensione omopolare (qualora presente). Al fine di evitare scatti intempestivi dovuti a dissimmetrie sulle tensioni di fase o a distorsioni ed abbassamenti delle tensioni secondarie di TV inseriti tra fase e terra per



saturazione degli stessi durante il transitorio susseguente all'eliminazione di guasti a terra in rete, le protezioni di frequenza devono avere in ingresso una tensione concatenata (derivata da un TV inserito fase-fase se il DI è sulla MT).

Anche i relè di massima e minima tensione devono avere in ingresso (e quindi controllare) le tensioni concatenate.

Al fine di dotare il sistema protezioni-dispositivo di interfaccia di una sicurezza intrinseca, l'interruttore di interfaccia deve essere dotato di bobina di apertura a mancanza di tensione e, quindi, per guasto interno o per mancanza di alimentazione ausiliaria, si deve avere l'apertura dello stesso interruttore.

2.6. Protezioni rete MT e trasformatori

Le protezioni di linea saranno costituite essenzialmente da relè a intervento fisso, inverso, omopolare e omopolare di terra. Le protezioni di massima corrente avranno i segnali di ingresso da TA mentre i relè omopolari prenderanno i segnali da TO e TV a triangolo aperto.

Le protezioni di linea protezione trafo saranno costituite essenzialmente da relè a intervento fisso, inverso. Le protezioni di massima corrente avranno i segnali di ingresso da TA.

L'allaccio sarà direttamente in Media Tensione sul confine mentre all'interno sarà realizzata una rete di media tensione con n°26 cabine di trasformazione utente.

Le cabine di trasformazione sono dotate ciascuna di n°2 trasformatori per l'elevazione della potenza prodotta dagli inverter dalle seguenti caratteristiche tecniche:

- Potenza nominale [kVA]: 2000
- Tensione nominale primario [V]: 30'000
- Tensione nominale secondario [V]: 800
- Tensione di cortocircuito [%]: 6
- Tipologia: isolato in resina

La cabina di allaccio è dotata di n°1 trasformatore per i servizi ausiliari di centrale dalle seguenti caratteristiche tecniche:

- Potenza nominale [kVA]: 100



- Tensione nominale primario [V]: 30'000
- Tensione nominale secondario [V]: 400
- Tensione di cortocircuito [%]: 6
- Tipologia: isolato in resina

3. ILLUMINAZIONE GENERALE E DI SICUREZZA

3.1. Illuminazione generale

Gli impianti di illuminazione dei locali tecnici sono stati progettati secondo quanto indicato dalla norma UNI 12464-1 in relazione ai livelli minimi di illuminamento. La tipologia di corpi illuminanti varia a seconda delle destinazioni d'uso degli ambienti e la scelta è legata alle lavorazioni specifiche che si svolgono in tali ambienti.

Il livello di illuminamento medio garantito ad un metro dal livello dal pelo libero del mare è:

- vani accessori, locali tecnici: 100 lux;

La scelta dei corpi illuminanti è legata alla destinazione d'uso degli ambienti e precisamente:

- plafoniere con grado di protezione IP65 per i locali tecnici.

3.2. Illuminazione di sicurezza

L'impianto di illuminazione di sicurezza è stato studiato in conformità alle norme CEI 64-8 ed al D.M. 1° febbraio 1986, adottando lampade autonome di emergenza.

La tipologia di plafoniere varia a seconda del tipo di ambiente:

- plafoniere da 24W e kit inverter.

Gli elaborati grafici offrono una visione più puntuale delle scelte effettuate.



4. F.M. E TERRA DI PROTEZIONE

4.1. Quadrerie

L'impianto in questione è classificato dalla Norma C.E.I. 64-8 di tipo TN-S per la parte di impianto a monte dell'inverter mentre la parte di impianto di produzione fotovoltaica a valle dell'inverter è classificato dalla norma C.E.I. 64-8 di tipo IT.

L'infrastruttura di rete BT avrà origine dal Quadro Generale Utenze di Centrale QUC e da tale quadro saranno poi derivate le linee di distribuzione per tutte le utenze di cantiere.

4.2. Protezione dal corto circuito dal sovraccarico e dai contatti indiretti

Per quanto riguarda, più in generale, la protezione delle linee elettriche di distribuzione si è operato in modo da coordinare le sezioni dei cavi con la taratura degli interruttori a monte.

La protezione dai sovraccarichi e dai cortocircuiti sarà garantita da interruttori magnetotermici con potere di interruzione come rilevabile dagli elaborati grafici degli schemi dei quadri.

Le condizioni a cui dovranno soddisfare i dispositivi scelti sono le seguenti:

$$I_b \leq I_N \leq I_z$$

$$I_f \leq 1.45I_z$$

dove

- I_b = corrente di impiego del cavo
- I_N = corrente nominale dell'interruttore
- I_z = portata del conduttore
- I_f = corrente di sicuro funzionamento del dispositivo

La protezione dai contatti indiretti sarà effettuata tramite gli stessi dispositivi destinati alla protezione dal cortocircuito quando il sistema è di tipo TN-S.

La relazione che dovrà essere soddisfatta è la seguente:

$$Z_s \times I_a \leq U_o$$

dove



- Z_s = impedenza dell'anello di guasto
- I_a = corrente di intervento della protezione
- U_o = tensione nominale del sistema tra fase e terra

4.3. Rete di distribuzione BT in CA

Il dimensionamento delle linee di alimentazione è stato effettuato assicurando il contenimento della caduta di tensione entro il 4% così come imposto dalla norma C.E.I. 64-8. Per il calcolo della portata effettiva delle condutture si è fatto invece riferimento alle Tabelle C.E.I.-UNEL 35024 per cavi con posa non interrata e 35026 per cavi con posa interrata.

La verifica della caduta di tensione è stata effettuata con la seguente formula indicata nella Norma C.E.I. 64-8:

$$\Delta V = (R I_b \cos\varphi + X I_b \sin\varphi) L$$

dove:

- R = resistenza del cavo per km
- X = reattanza del cavo per km
- I_b = corrente di impiego del cavo
- L = lunghezza della linea interessata

In valore percentuale deve essere:

$$(\Delta V/V) * 100 \leq 4\%$$

La determinazione della portata dei cavi è stata effettuata tenendo conto dei molteplici fattori che influenzano la portata dei cavi per la condizione di posa che si è scelto di adottare.

Per i cavi con posa interrata i fattori che influenzano la portata sono, così come indicati dalle tabelle C.E.I. - UNEL 35026:

- K_1 legato alle temperature del terreno diverse da 20°C;
- K_2 legato al numero di circuiti installati sullo stesso piano;



- K_3 legato al numero di strati;
- K_4 legato alla resistività termica del terreno;

$$K_{tot} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

La portata effettiva del cavo è $I_z = I_z' \times K_{tot}$ dove I_z' è la portata teorica del cavo.

Per i cavi con posa non interrata i fattori che influenzano la portata sono, così come indicati dalle tabelle C.E.I. - UNEL 35024:

- K_1 legato al tipo di installazione;
- K_2 legato al tipo di posa numero di circuiti adiacenti;

$$K_{tot} = K_1 \times K_2$$

La portata effettiva del cavo è $I_z = I_z' \times K_{tot}$ dove I_z' è la portata teorica del cavo.

Le linee di distribuzione principale saranno di tipo FG7OR 0,6/1kV a norma CEI 20-22 II e viaggeranno entro cavidotti interrati, mentre quelle di distribuzione secondaria nei locali tecnici entro tubazione in PVC a vista e saranno tipo N07V-K a norma CEI 20-22 II.

4.4. Rete di distribuzione BT in CC

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando le relazioni:

- $I_b \leq I_N \leq I_z$ ed $I_f \leq 1,45 I_z$
- $I_{cn}(\text{interruttore}) \geq I_{cc}(\text{linea})$
- $(I^2t) \leq K^2 S^2$ dove I^2t è l'integrale di Joule per la durata del cortocircuito in (A^2s).

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, I_b risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaico in corrispondenza della loro potenza di picco, mentre I_N e I_f possono entrambe essere uguali alla corrente



di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa.

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

4.5. Rete di protezione di terra

Il sistema di distribuzione adottato è TN-S a monte dell'inverter ed i conduttori di protezione per le utenze indicate in progetto dovranno avere sezione uguale al conduttore di fase, a meno delle riduzioni ammesse dalle norme CEI e comunque chiaramente indicate sugli elaborati di progetto.

I parametri caratteristici presi in considerazione nella progettazione dell'impianto di terra sono:

- valore della corrente di guasto a terra $I_g = 70 \text{ A}$ (valore da confermare in sede di esecuzioni lavori);
- durata del guasto a terra;
- caratteristiche del terreno.

Partendo dalla corrente di guasto a terra e dal tempo di intervento delle protezioni dalla norma C.E.I. 99-3, e precisamente dal grafico di figura 9-1, si deduce che la tensione di contatto limite U_{TP} dovrà essere non superiore a 230V e che quindi l'impianto di terra da realizzare dovrà consentire l'ottenimento di tale valore limite. Quindi considerato che:

$$V = R_T \times I_g \leq 230 \text{ V}$$

L'impianto di terra dovrà avere una tensione limite pari a:

$$R_T \leq 230 / I_g \approx 3,3 \Omega$$

Per tale impianto sarà costituito da picchetti in pozzetti ispezionabili collegati tra loro con una corda di rame interrata del diametro di 35mmq. Per il calcolo della resistenza di terra si è considerato una resistività del terreno di $\rho_e=100 \Omega\text{m}$, così come indica la norma C.E.I. 99-3, e una resistenza di terra per la corda di rame pari a:

$$R_T = (\rho_e / \pi L) + \ln(2L/d)$$



dove

- L = lunghezza della corda
- d = diametro del conduttore

A vantaggio si considera solo il contributo della corda di rame.

Numericamente

$$R_T = 2,7 < 3,3 \Omega$$

I dispersori devono essere interrati ad una profondità non inferiore a 0,5m sotto il livello del terreno, a corda di rame nudo deve essere posizionata ad una profondità di 0,5m e deve distanziare dal corpo di fabbrica non meno di 1m.

Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale delle scelte adottate.

La parte di impianto di produzione fotovoltaica a valle dell'inverter è classificato dalla norma C.E.I. 64-8 di tipo IT e quindi tutte le strutture e le parti metalliche saranno collegate alla rete di terra.

5. PROGETTO DELL'ELETTRODOTTO

Il tracciato è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11-12-1933 n.1775, comparando le esigenze di pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati.

L'elettrodotto in oggetto avrà una lunghezza complessiva di circa 10,0 km, sul territorio comunale di Taranto, della Città Metropolitana di Taranto. Sarà realizzato in cavo interrato con tensione nominale di 30 kV, che collegherà l'impianto fotovoltaico con la stazione di utenza in prossimità della stazione di rete Terna 380/220/150kV denominata "Taranto N2".

Per il collegamento del campo fotovoltaico al quadro MT della futura stazione d'utenza, si prevede l'utilizzo di quattro terne di cavi unipolari di sezione pari a 630 mm², posati a trifoglio con conduttore in rame.

La corrente massima che può interessare la linea di collegamento MT per l'impianto in oggetto è la seguente:



TRATTA	Lunghezza (m)	V(kV)	Ic (A)	Sez. (mmq)	N. linee in trincea	ΔP (KW)
Linea 30 KV di connessione alla SEE	10.000	30	455,80	3x4x630	4	561,212

I cavi di media tensione avrà le seguenti caratteristiche:

- Codice cavo: RG16H1R12 18/30kV, in RAME
- Formazione e sezione: 3x4x630 mm² (4 terne disposte a trifoglio, ciascuna composta da tre cavi con sezione da 630 mm²)

Nelle normali condizioni di posa il cavo ha una portata massima di 885A, che, considerando che le condizioni di posa effettiva saranno diverse da quelle teoriche, si riduce a circa 607A; Considerando le quattro terne, abbiamo un valore di portata massima pari a 2428A, adeguata al trasporto della corrente massima dell'impianto.

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in una trincea della profondità di circa 1,5 m, con disposizione delle fasi a trifoglio e configurazione degli schermi cross bonded.

Tutti i cavi verranno alloggiati in una miscela di sabbia vagliata. La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto.

Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici.

Gli attraversamenti delle opere interferenti saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

Per evitare danneggiamenti meccanici sul cavo, durante la posa, si dovrà tenere conto dello sforzo massimo del cavo e del raggio di curvatura minimo (0,9 m).

In caso di presenza di acqua occorrerà prestare particolare attenzione per evitare che possa entrare acqua o umidità alle estremità dei cavi: dovrà essere effettuata la spelatura del cavo per 30cm, la sigillatura mediante coni di fissaggio in corrispondenza dell'inizio dell'isolante e la sigillatura mediante calotte termo-restringenti in caso di interramento del cavo prima della realizzazione di giunzioni o terminazioni.



5.1. Modalità di posa

Si distinguono due tipologie di cavi per il collegamento dell'impianto Fv alla stazione elettrica uternte:

- Cavo sottomarino BT
- Cavo terrestre MT

Si riportano di seguito le sezioni tipo delle due tipologie di cavidotto.

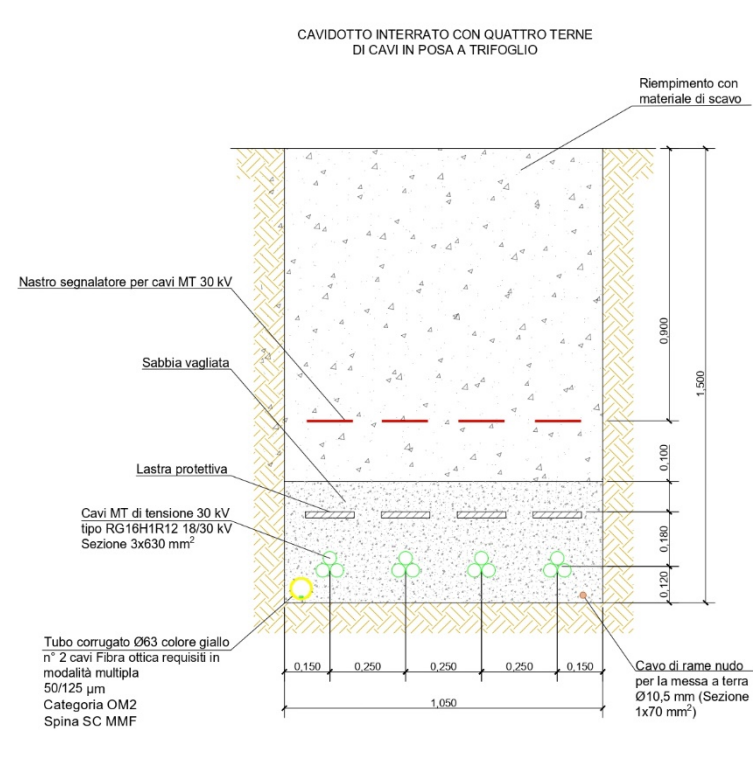


Figura 4-16: Sezione tipica di posa della linea in cavo su strade sterrate

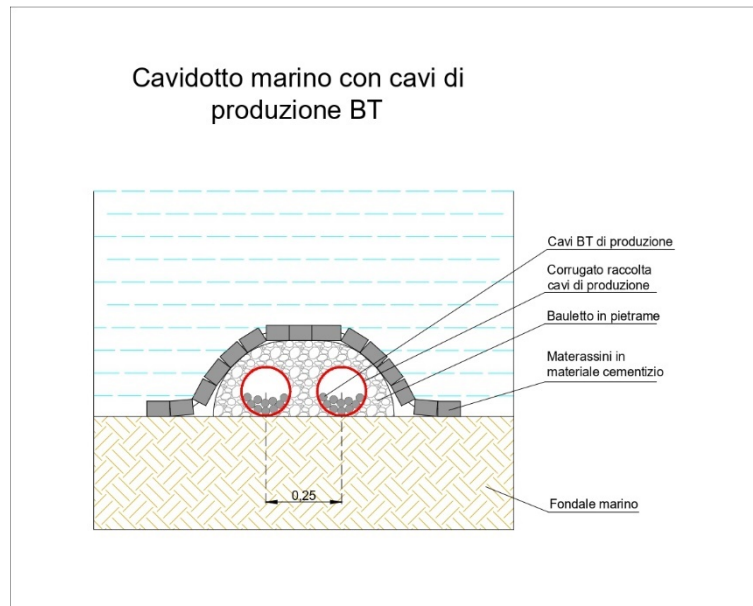


Figura 4-17: Sezione tipo cavidotto marino

6. DESCRIZIONE DELLA STAZIONE UTENTE

La stazione elettrica di utente sarà realizzata allo scopo di collegare l'impianto fotovoltaico alla stazione di rete TERNA di "Taranto N2" (TA). Si fa presente che la stazione consentirà di connettere alla rete, oltre al presente impianto, altri impianti fotovoltaici nella disponibilità di altri proponenti, per cui la condivisione dello stallo avverrà sulla sbarra AT di stazione.

L'area individuata per la realizzazione dell'opera è situata a circa 90 metri ad est della stazione di rete esistente, in un'area attualmente classificata come A5 "zona di verde agricolo di tipo B".

6.1. Consistenza della sezione in alta tensione a 150 kV

La sezione in alta tensione a 150 kV è composta da uno stallo di trasformazione e due stalli di partenza linea in cavo, con apparati di misura e protezione (TV e TA).

Lo stallo trasformatore è comprensivo di interruttore, scaricatore di sovratensione, sezionatori e trasformatori di misura (TA e TV) per le protezioni, secondo quanto previsto dagli standard e dalle prescrizioni Terna.

6.2. Consistenza della sezione in media tensione a 30 kV

La sezione in media tensione è composta dal quadro MT a 30 kV, che prevede:

- un sistema di sbarre
- n° 1 montante arrivo linea da impianto fotovoltaico galleggiante
- n°1 montante partenza trasformatore
- montante alimentazione trasformatore ausiliari
- montante banco rifasamento (eventuale).

6.3. Sistema di protezione, monitoraggio, comando e controllo

La stazione può essere controllata da: un sistema centralizzato di controllo in sala quadri e un sistema di telecontrollo da una o più postazioni remote.

I sistemi di controllo, di protezione e di misura centralizzati sono installati nell'edificio di stazione ed interconnessi tra loro e con le apparecchiature installate tramite cavi a fibre ottiche e hanno la funzione di connettere l'impianto con i sistemi remoti di telecontrollo, di provvedere al controllo e all'automazione a livello di impianto di tutta la stazione, alla restituzione dell'oscillo per turbografia e alla registrazione cronologica degli eventi. Dalla sala quadri centralizzata è possibile il controllo della stazione qualora venga a mancare il sistema di teletrasmissione o quando questo è messo fuori servizio per manutenzione. In sala quadri la situazione dell'impianto (posizione degli organi di manovra), le misure e le segnalazioni sono rese disponibili su un display video dal quale è possibile effettuare le manovre di esercizio.

6.4. Servizi ausiliari in c.a. e c.c.

Il sistema dei servizi ausiliari in c.a. è costituito da:

- quadro MT
- trasformatore MT/BT



- quadro BT centralizzato di distribuzione (costituito da due semiquadri).

I servizi ausiliari in c.c. a 110 V sono alimentati da due raddrizzatori carica-batteria in tampone con una batteria prevista per un'autonomia di 4 ore. Ciascuno dei due raddrizzatori è in grado di alimentare i carichi di tutto l'impianto e contemporaneamente di fornire la corrente di carica della batteria; in caso di anomalia su un raddrizzatore i carichi vengono commutati automaticamente sull'altro.

Il sistema dei servizi ausiliari in c.c. è costituito da: batteria, raddrizzatori, quadro di distribuzione centralizzato e quadri di distribuzione nei chioschi (comuni per c.a. e c.c.).

6.5. Collegamento alla stazione RTN

Il collegamento alla stazione RTN di "Taranto N2" permetterà lo scambio di energia fra l'impianto fotovoltaico e la rete ad alta tensione.

A tal fine sarà realizzato un collegamento a 30 kV fra l'impianto fotovoltaico e lo stallo di trasformazione della costruenda stazione di utenza. Qui verrà trasferita, previo innalzamento della tensione a 150 kV tramite trasformatore 30/150 kV, alle sbarre della sezione 150 kV della stazione di Rete della RTN mediante un collegamento in cavo AT tra i terminali cavo della stazione d'utenza ed i terminali cavo del relativo stallo in stazione di rete. Nel caso specifico è prevista la presenza di una sezione di condivisione segregata della stazione di utenza, dove si attesterà il cavo proveniente dallo stallo AT RTN, in comune con altri produttori.

6.6. Rumore

Nella Stazione d'utenza la sola apparecchiatura che rappresenta una sorgente di rumore permanente è il trasformatore AT/MT, per il quale si può considerare un livello di pressione sonora $L_p(A)$ a vuoto alla tensione nominale non superiore a 72 dB(A) a 0.3 metri in funzionamento ONAN e 78 dB(A) a 2 metri in funzionamento ONAF: esso però non viene percepito all'esterno del perimetro di recinzione. Inoltre, gli interruttori, durante le manovre (di brevissima durata e pochissimo frequenti), possono provocare un rumore trasmissibile all'esterno. In ogni caso il rumore sarà contenuto nei limiti previsti dal DPCM 01-03-1991 e la legge quadro sull'inquinamento acustico del 26 ottobre 1995 n. 447.



6.7. Fabbricati

I fabbricati sono costituiti da un edificio quadri comando e controllo, composto da un locale comando e controllo e telecomunicazioni; un locale per i trasformatori MT/BT, un locale quadri MT ed un locale misure e rifasamento. Il pavimento potrà essere realizzato di tipo flottante con area sottostante adibita al passaggio cavi.

6.8. Strade e piazzole

Le piazzole per l'installazione delle apparecchiature saranno ricoperte con adeguato strato di ghiaione stabilizzato; tali finiture superficiali contribuiranno a ridurre i valori di tensione di contatto e di passo effettive in caso di guasto a terra sul sistema AT.

6.9. Smaltimento acque meteoriche e fognarie

Per la raccolta delle acque meteoriche sarà realizzato un sistema di drenaggio superficiale che convoglierà la totalità delle acque raccolte dalle strade e dai piazzali in appositi collettori (tubi, vasche di prima pioggia, pozzi perdenti, ecc.).

Lo smaltimento delle acque meteoriche è regolamentato dagli enti locali; pertanto, a seconda delle norme vigenti, si dovrà realizzare il sistema di smaltimento più idoneo, che potrà essere in semplice tubo, da collegare alla rete fognaria mediante sifone o pozzetti ispezionabili, da un pozzo perdente, da un sistema di subirrigazione o altro.

6.10. Illuminazione

L'illuminazione della stazione sarà realizzata con pali tradizionali di tipo stradale, con proiettori orientabili. Essa sarà compatibile con la normativa contro l'inquinamento luminoso, in quanto sarà utilizzata per i corpi illuminanti la tecnologia led, e le lampade saranno orientate in modo che la parte attiva sia parallela alla superficie del terreno.

L'apparecchio illuminante scelto per l'illuminazione dell'area esterna della stazione di utenza è un proiettore IP66 in doppio isolamento (classe II) con lampade a LED ed ottica asimmetrica da 104W tipo Indio della Disano o modello equivalente posto sulla sommità del palo e con inclinazione parallela al terreno. Quindi, la morsettiera a cui saranno attestati i cavi dovrà essere anche essa in classe II e i pali utilizzati, se metallici, non dovranno essere collegati a terra.



L'impiego degli apparecchi a LED rispetto a quelli di tipo tradizionale, a parità di valori illuminotecnici da raggiungere nelle varie aree, comporta potenze di installazione minori per singolo corpo illuminante (favorendo quindi il risparmio energetico) e costi di manutenzione ridotti, grazie alla lunga aspettativa di vita e durata dei LED.

Di seguito una descrizione delle caratteristiche tecniche del corpo illuminante selezionato per l'illuminazione dell'area esterna della stazione di utenza.

6.11. Caratteristiche delle principali apparecchiature dell'impianto

Tutto l'impianto e le apparecchiature installate saranno corrispondenti alle prescrizioni delle Norme CEI generali (99-2 e 99-3) e specifiche. Le caratteristiche principali sono le seguenti:

- tensione massima: 170 kV,
- tensione nominale di tenuta a frequenza industriale sul sezionamento: 325 kV,
- tensione nominale di tenuta ad impulso atmosferico sul sezionamento: 750 kV.

Interruttori tripolari in SF6:

- corrente nominale: 2000 A,
- potere di interruzione nominale in cto cto: 31,5 kA.

Sezionatori tripolari verticali di sbarra, orizzontali con lame di messa a terra sulle partenze di linea:

- corrente nominale: 2000 A (con lame di terra),
- corrente nominale di breve durata: 31,5 kA.

Trasformatori di corrente:

- rapporto di trasformazione nominale: 400-1600/5 A/A
- corrente massima permanente: 1,2 I primaria nominale,
- corrente nominale termica di cto cto: 31,5 kA.

Trasformatori di tensione:

- rapporto di trasformazione nominale: $150000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$,

Le prestazioni verranno definite in sede di progetto esecutivo.

I trasformatori di tensione saranno di tipo capacitivo, eccetto quelli dedicati alle misure contrattuali che potranno essere di tipo induttivo.



Sbarre:

- corrente nominale: 2000 A.

Trasformatore trifase in olio minerale

- Tensione massima 170 kV
- Frequenza 50 Hz
- Rapporto di trasformazione 150/30 kV
- Livello d'isolamento nominale all'impulso atmosferico 750 kV
- Livello d'isolamento a frequenza industriale 325 kV
- Tensione di corto circuito 12,5 %
- Collegamento avvolgimento Primario Stella
- Collegamento avvolgimento Secondario Triangolo
- Potenza in servizio continuo (ONAN/ONAF) 110/120 MVA
- Peso del trasformatore completo 48 t

Caratteristiche di massima dei componenti MT

- tensione di esercizio nominale V_n 30 kV
- tensione di isolamento nominale 36 kV
- tensione di prova a 50 Hz 1 min 70 kV
- tensione di tenuta ad impulso 170 kV
- frequenza nominale 50 Hz
- corrente nominale in servizio continuo I_n 1250 A
- corrente ammissibile di breve durata I_K 20 kA
- corrente di cresta I_P 2,5 · I_K
- temperatura di esercizio $-5 \div +40$ °C

7. COLLEGAMENTO AT ALLA RTN

Il tracciato dell'elettrodotto in cavo interrato, quale risulta dalla corografia allegata, è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11/12/1933 n° 1775, comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi sia pubblici che privati coinvolti.



Esso consiste in un tratto interrato della lunghezza di circa 250m che, dopo aver lasciato la stazione di utenza ed aver attraversato l'area occupata dall'impianto, prosegue per circa 135 metri su una viabilità campestre adiacente l'area dell'ampliamento della sezione a 150 kV della stazione di rete "Taranto N2". prima raggiungere lo stallo dedicato.

Come detto il cavidotto interrato a 150 kV si estende per circa 250m interamente nel comune di Taranto, in provincia di Taranto, interessando terreni ad uso agricolo. Il tracciato dell'elettrodotto in cavo interrato in oggetto interferisce con aree soggette a vincolo.

Per tale motivo, si utilizzare la tecnica TOC (Trivellazione Orizzontale controllate) per procedere nel posizionamento del cavidotto senza che vengano effettuati scavi.

5 CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI

Il tempo di esecuzione dei lavori è stato stimato, in questa fase progettuale, in 540 giorni, tenuto anche conto del tempo necessario per l'approvvigionamento dei materiali (in particolare delle apparecchiature elettriche e cavidotti), dell'eventuale andamento stagionale sfavorevole, della chiusura dei cantieri per festività, nonché del tempo necessario per gli scavi lungo le vie di traffico (strade provinciali e statale, per la posa in opera del cavidotto interrato).

Sommariamente, le lavorazioni saranno suddivise in fasi di seguito riportate in ordine cronologico di realizzazione:

- ❖ Allestimento di cantiere
 - Realizzazione degli accessi al cantiere
 - Realizzazione area stoccaggio materiale
 - Realizzazione di impianto elettrico del cantiere
 - Allestimento di servizi igienico-assistenziali del cantiere
- ❖ Sistemazione delle strutture di sostegno e galleggianti
 - Varo delle strutture galleggianti
 - Montaggio strutture
 - Posizionamento galleggianti
- ❖ Posa in opera di pannelli fotovoltaici



- Montaggio pannelli su strutture
- ❖ Cavidotti
 - Movimenti di materie
 - Taglio di asfalto di carreggiata stradale
 - Scavo a sezione obbligata
 - Posa di cavidotto
 - Pozzetti di ispezione e opere d'arte
 - Rinterro di scavo eseguito a macchina
 - Formazione di fondazione stradale
 - Formazione di manto di usura e collegamento
- ❖ Realizzazione di sottostazione
 - Movimenti di materie
 - Realizzazione di recinzione
 - Scavo a sezione obbligata
 - Realizzazione di sostegni e cavidotti
- ❖ Realizzazione impianto di produzione idrogeno verde
 - Movimenti di materie
 - installazione container
- ❖ Collaudo, entrata in esercizio del nuovo impianto
 - Verifiche impianti ed apparecchiature
 - Collaudo
 - Entrata in esercizio del nuovo impianto FV
 - Smobilizzo del cantiere

Si rimanda all'elaborato PR17 con la stima dei tempi delle attività su indicate.

