



REGIONE MOLISE

COMUNE DI TERMOLI

(PROVINCIA DI CAMPOBASSO)



STEFANA SOLARE S.R.L.

SOCIETA' PROPONENTE:

Via Giuseppe barbato n° 20, cap. 86100 Campobasso (CB)
P.IVA 01846370706 – PEC: stefana.solare@legalmail.it

NOME IMPIANTO: "STEFANA SOLARE"

PROGETTO: PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO SOLARE FOTOVOLTAICO CONNESSO ALLA RETE ELETTRICA NAZIONALE DELLA POTENZA MASSIMA DI IMMISSIONE DI 24 MWE CON IMPIANTI ED OPERE DI CONNESSIONE SITE IN ZONA INDUSTRIALE DEL COMUNE DI TERMOLI (CB)

ALLEGATO	TAVOLA E1	FOGLIO	MAPPALÈ	SCALA
----------	--------------	--------	---------	-------

OGGETTO
RELAZIONE TECNICA GENERALE

REDAZIONE PROGETTO: ING. CONTE ANGELO DOTT. ALFONSO IANIRO	TIMBRI E VISTI D'APPROVAZIONE
--	-------------------------------

Cervaro lì 20-07-2022		IL PROGETTISTA E DIRETTORE DEI LAVORI ING. CONTE ANGELO
-----------------------	--	--



Studio Tecnico Ing. Angelo Conte

Via Campolungo n° 8, cap. 03044 Cervaro (FR)
tel./fax. 0776344451 cell. 3494709135 P.IVA: 02422120606
e-mail: conte.angelo@libero.it pec: angelo.conte@ingpec.eu

OGGETTO:

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO SOLARE FOTOVOLTAICO CONNESSO
ALLA RETE ELETTRICA NAZIONALE DELLA POTENZA MASSIMA DI IMMISSIONE DI 24 MWE CON IMPIANTI
ED OPERE DI CONNESSIONE SITE IN ZONA INDUSTRIALE DEL COMUNE DI TERMOLI (CB)

Relazione Tecnica Generale

SOMMARIO:

1. PREMESSA	4
2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO	10
3. DATI DI PROGETTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	12
3.1 DESCRIZIONE DEL SITO DI INSTALLAZIONE	12
3.2 CALCOLO DELLA RADIAZIONE SOLARE DISPONIBILE E STIMA DELL'ENERGIA PRODUCIBILE	18
3.3 TIPOLOGIA E CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	20
3.4 CALCOLO DELLA CO2 RISPARMIATA.....	22
4. SCHEMA ELETTRICO GENERALE.....	22
4.1 DESCRIZIONE.....	22
5. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO	22
5.1 VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE C.C	23
5.2 PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE	24
5.3 SEZIONE DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE.....	24
5.4 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	25
5.5 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI.....	25
5.6 MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA	25
5.7 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE.....	27
6. DETTAGLI DI INSTALLAZIONE	29
6.1 CARATTERISTICHE TECNICHE	30
6.2 CARATTERISTICHE PRINCIPALI.....	33
6.2.1 DURATA E TRATTAMENTO PROTETTIVO DEI COMPONENTI IN ACCIAIO	33
6.3 DRIVEN PILE	33
6.3.1 POST-HEAD COMPONENT	34
6.3.2 ADJUSTMENT AND ERROR RECOVERY	35
6.3.3 SCHEDA DI CONTROLLO AUTO-CONFIGURANTE	35
6.3.4 GESTIONE ATTUATORE LINEARE	36
6.3.5 TABELLA TEMPI ASSEMBLAGGIO STIMATA DEL TRACKER	37
6.4 SPECIFICHE TECNICHE "PROGETTO"	37
6.4.1 SPECIFICHE ELETTRICHE (SUBFIELD DI 10 TRACKER).....	37
6.4.2 MANUTENZIONE	37

6.4.3 ALTRE CARATTERISTICHE	38
7. SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI	38
7.1 INVERTER, CABINE INVERTER E TRASFORMATORI	38
7.2 SISTEMI DI ACCUMULO ESS	43
7.3 STRING BOX E QUADRI DI SOTTOCAMPO	45
7.4 COLLEGAMENTI ELETTRICI E CAVIDOTTI.....	45
7.5 MODULI FOTOVOLTAICI	49
7.6 CONTROLLO E MONITORAGGIO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	51
7.7 IMPIANTO DI ANTIFURTO	51
7.8 CAVI ELETTRICI E CABLAGGIO	51
7.9 RECINZIONE RETE METALLICA.....	52
7.10 COMPATIBILITA' DELL'INTERVENTO CON IL DPR 01/08/2011 N. 151.....	53
7.11 DESCRIZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE	54
7.12 INTERFERENZE OPERE PROGETTUALI CON IL PAI	57
8. VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE.....	61
8.1 ESAME A VISTA	62
8.2 PROVE.....	62
8.3 MONTAGGIO COMPONENTI	63
9. PROGRAMMA DI REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO	65
9.1 FASE DI PROGETTAZIONE.....	65
9.2 FASE DI MESSA IN OPERA DELLE STRUTTURE	66
10 VERIFICA COMPATIBILITA' ELETTROMAGNETICA.....	69
11 PROPOSTA DEL PIANO DI CARATTERIZZAZIONE DELLE TERRE E ROCCE DA SCAVO	74
12 VERIFICA FENOMENI DI ABBAGLIAMENTO E DI INTERFERENZA ALLA INFRASTRUTTURE ENAC-ENAV	77
13 ANALISI RICADUTE OCCUPAZIONALI	79
14 CONCLUSIONI.....	80

ALLEGATO 1:

Nota chiarimento richiesta autorizzazione paesaggistica del 23-03-2016 del Settore III – Programmazione, Gestione e Governo del Territorio del Comune di Termoli (CB).

1. PREMESSA

La **GEOTEC SPA** è proprietaria dell'unità immobiliare sita nel Comune di Termoli (CB) in Località Contrada Bosco Cattaneo avente una superficie complessiva di mq 365.585 e ricadente in Area Consortile del Consorzio per il Nucleo di Industrializzazione Valle del Biferno di Termoli.

Alle origini lo stabilimento, costruito intorno agli anni '70, di proprietà della Siderurgica Meridionale S.p.a. ACCIAIERIA Stefana, era organizzato tecnicamente come opificio industriale di trasformazione e lavorazione della materia prima e produceva materiali quali *"ferroleghe e ferrocromo carburato"*.

Lo stabilimento era connesso alla rete elettrica nazionale in alta tensione direttamente in sito attraverso una stazione elettrica dedicata collegata alla stazione primaria di Portocannone (CB) realizzata nel sito di produzione.

Il complesso, meglio conosciuto come **"ACCIAIERIE EX STEFANA"**, abbandonato da più di 25 anni a seguito del fallimento e del pignoramento immobiliare, è stato acquistato dalla GEOTEC SPA a seguito di procedura esecutiva immobiliare del Tribunale di Larino nell'anno 2011.

La Società proprietaria GEOTEC Spa ha concesso con atto n. 2956 di repertorio del 09-07-2020 la disponibilità del lotto sito in area industriale, identificato al Foglio 50 mappale 180 sub. 1, 2, 3 e 4 ex part. 117, 118, 119, 138, 140, 141, 146, 148, 150, 157, 158, 159, 160 e 161 del Comune di Termoli (CB), alla Società **STEFANA SOLARE s.r.l.**, con sede legale in Campobasso (CB), CAP 86100, via Giuseppe Barbato n° 20, P.I. 01846370706, per la realizzazione di un impianto fotovoltaico per produrre energia da fonte di tipo rinnovabile da immettere nella rete pubblica in alta tensione. In particolare, l'obiettivo di questo progetto è di riconvertire un'area industriale baricentrica a tutto il complesso industriale della Zona Industriale di Termoli (CB), attualmente degradata, in una zona riqualificata ad alto contenuto tecnologico realizzando un impianto fotovoltaico capace di convertire la radiazione luminosa proveniente dal sole in energia elettrica in maniera diretta, senza cioè passare per altre forme di energia, con la possibilità che l'energia elettrica prodotta sia utilizzata direttamente nella stessa zona industriale di Termoli (CB).

Allo stato attuale l'opificio industriale, a seguito del prolungatissimo stato di non attività causato dal pignoramento immobiliare, della sua vastità, dei ripetuti atti vandalici subiti e dall'assenza di controllo, versa in uno stato di fortissimo degrado, venendosi a creare zone di vegetazione spontanea non controllate pari a circa 14 ettari, come attestato dal Corpo Forestale dello Stato, con nota n. 18585 del 24/12/2020. All'atto dell'accordo tra le due Società, **GEOTEC SPA e STEFANA SOLARE s.r.l.**, risultano infatti visibili ed evidenti sul sito, i segni lasciati dall'inattività e dalla deturpazione dei vandali che in

tutti i fabbricati della proprietà hanno asportato cavi elettrici, tubazioni, impianti sanitari, infissi esterni, porte, controsoffitti e quant'altro poteva essere utile ed asportato via.

La proprietà GEOTEC SPA già nell'anno 2014 aveva eseguito a proprie cure e spese la bonifica dei Materiali Contenute Amianto presenti nel sito consistenti principalmente nella rimozione delle lastre di copertura del capannone industriale pari a circa mq 25.000 e dei materiali disgregati a terra.

Anche se il sito risulta completamente bonificato, a causa dell'obsolescenza tecnologica e del precario stato di degrado in cui versava l'opificio, avente uno scarso potenziale di sviluppo causato dalla caratteristica di inattività prolungata dell'impianto, la Società GEOTEC SpA, prima di concedere l'area alla Società STEFANA SOLARE srl per la predisposizione del progetto e la successiva realizzazione, ha ritenuto di demolire tutti i fabbricati presenti nel lotto industriale, in precarie condizioni di stabilità, andando a demolire tutte quelle parti in elevazione poste al disopra della quota del piano campagna con esclusione delle fondazioni, come di seguito indicate nella figura seguente, nella quale vengono evidenziate le particelle dove erano realizzate le strutture edilizie oggetto di demolizione.

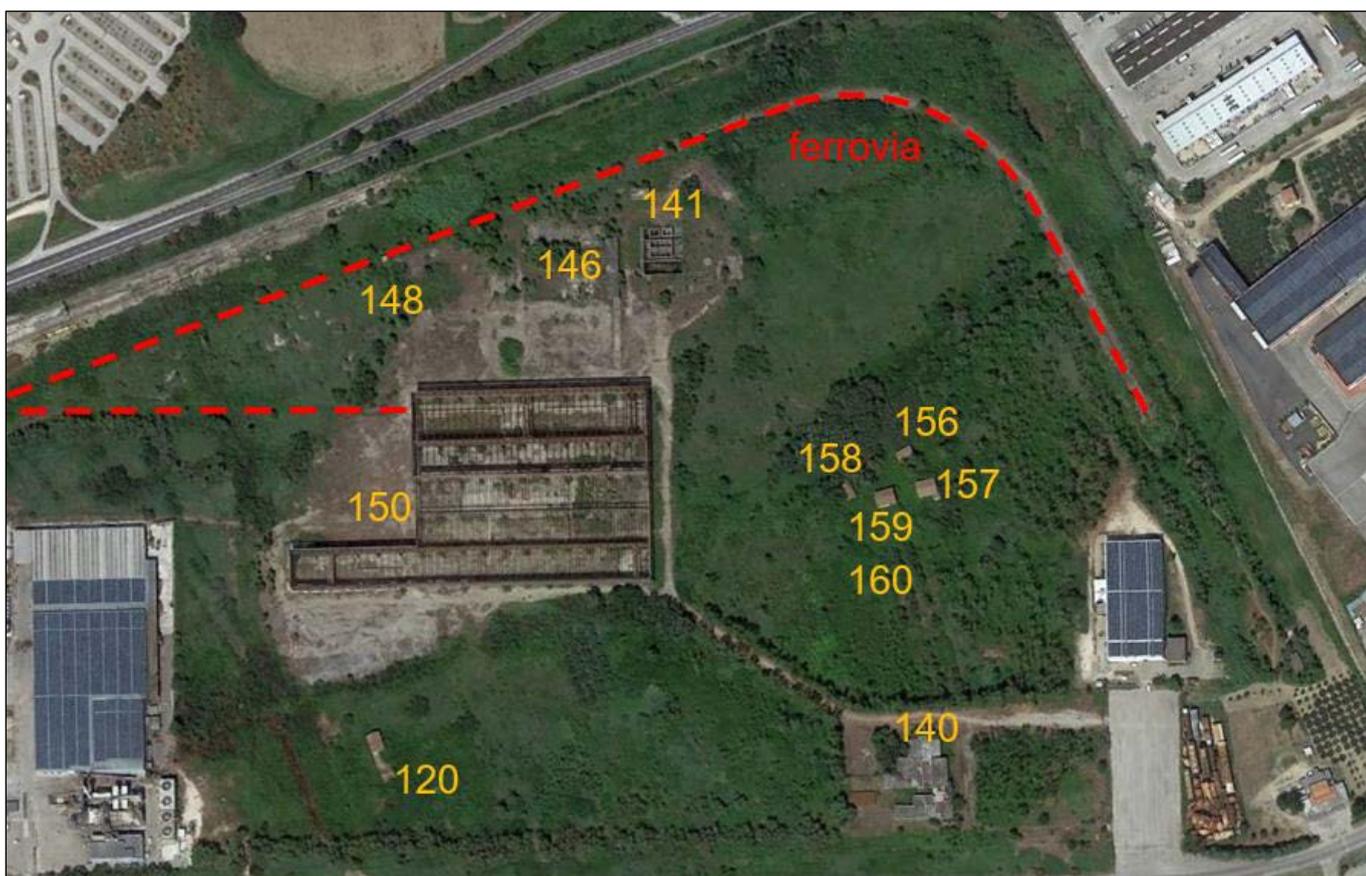


Figura 1 – Immagine satellitare con l'indicazione delle particelle

Con la SCIA prot. n. 00049208 del 12-08-2021, avente ad oggetto "SMANTELLAMENTO E DEMOLIZIONE EX ACCIAIERIA STEFANA IN COMUNE DI TERMOLI (CB)", la Società GEOTEC SpA ha comunicato l'avvio dei lavori di demolizione e smantellamento eseguiti da due ditte specializzate LEDA FINANCE Srl "affidataria" e NEW PROJECT srl "impresa esecutrice".

A seguito del completamento di tutte le operazioni di demolizione e smaltimento/recupero del materiale risultante da dette lavorazioni oltre che dal successivo frazionamento catastale la Società GEOTEC SPA ha comunicato il fine lavori relativo alla SCIA (prot. n. 00049208 del 12-08-2021), con prot. 8219 del 06-06-2022. Con la fine lavori ed il frazionamento catastale sono state unificate tutte le particelle oggetto di demolizione accorrandole tutte nella particella n. 180 del Foglio 50 del Comune di Termoli (CB).

Durante le operazioni di demolizione sono stati riciclati in sito, materiali inerti pari a 7.568,57 tonnellate per riempire i vuoti nelle aree depresse, mentre il restante materiale come di seguito riportato nel riepilogo dei formulari prodotti sono stati trasportati nei centri di raccolta dedicati:

	Somma Kg	Conteggio FIR
LEDA FINANCE SRL	2.429.930,00	123
FERRO	2.413.050,00	122
170405	2.413.050,00	122
RIFIUTI MISTI DA DEMOLIZ.	16.880,00	1
170904	16.880,00	1
NEW PROJECT SRL	7.724.130,00	277
FERRO	202.320,00	7
170405	202.320,00	7
LEGNO	6.310,00	1
170201	6.310,00	1
MISCUGLI DI CEMENTO	7.510.000,00	268
170101	20.340,00	1
170107	7.427.100,00	264
170407	62.560,00	3
TORN. FE	5.500,00	1
120101	5.500,00	1
Totale complessivo	10.154.060,00	400

Figura 2 – Riepilogo Formulari prodotti con la SCIA prot. n. 00049208 del 12-08-2021

Come di seguito riportato nella foto aerea del sito, l'area industriale a seguito della conclusione dei lavori, risulta priva di qualsiasi struttura edilizia, completamente recintata e bonificata, per tanto pronta per essere utilizzata all'installazione di un progetto di riconversione industriale, capace di produrre energia elettrica da fonte rinnovabile "fotovoltaica", coniugando la destinazione urbanistica "industriale" dell'area oggetto dell'intervento, con un ridotto impatto ambientale e paesaggistico (avente altezze e volumi minori) rispetto alla precedente realizzazione dell'ACCIAIERIA Stefana.



Figura 3 – Foto aerea del sito a seguito delle operazioni di smantellamento e demolizione



Figura 4 – stralcio individuazione della variazione catastatale a seguito della fine dei lavori SCIA 2021

Il progetto proposto di riconversione industriale consiste nella realizzazione di un impianto fotovoltaico integrato con un progetto di rimboschimento compensativo, della medesima estensione della superficie oggetto di disboscamento, aumentata del 20%, come da disposizione di cui alla Delibera di G.R. n. 1062 del 15/07/2002.

Il progetto di sistemazione delle aree a verde tramite compensazione avverrà inserendo nel confine del lotto di produzione e su una porzione di superficie a nord dove verrà riprodotta una zona umida, essenze vegetali già radicate in situ. La restante aree di sistemazione a verde verrà realizzata nelle aree destinate a verde dell'area consortile all'interno della zona industriale.

Nel complesso il progetto di riconversione industriale consente:

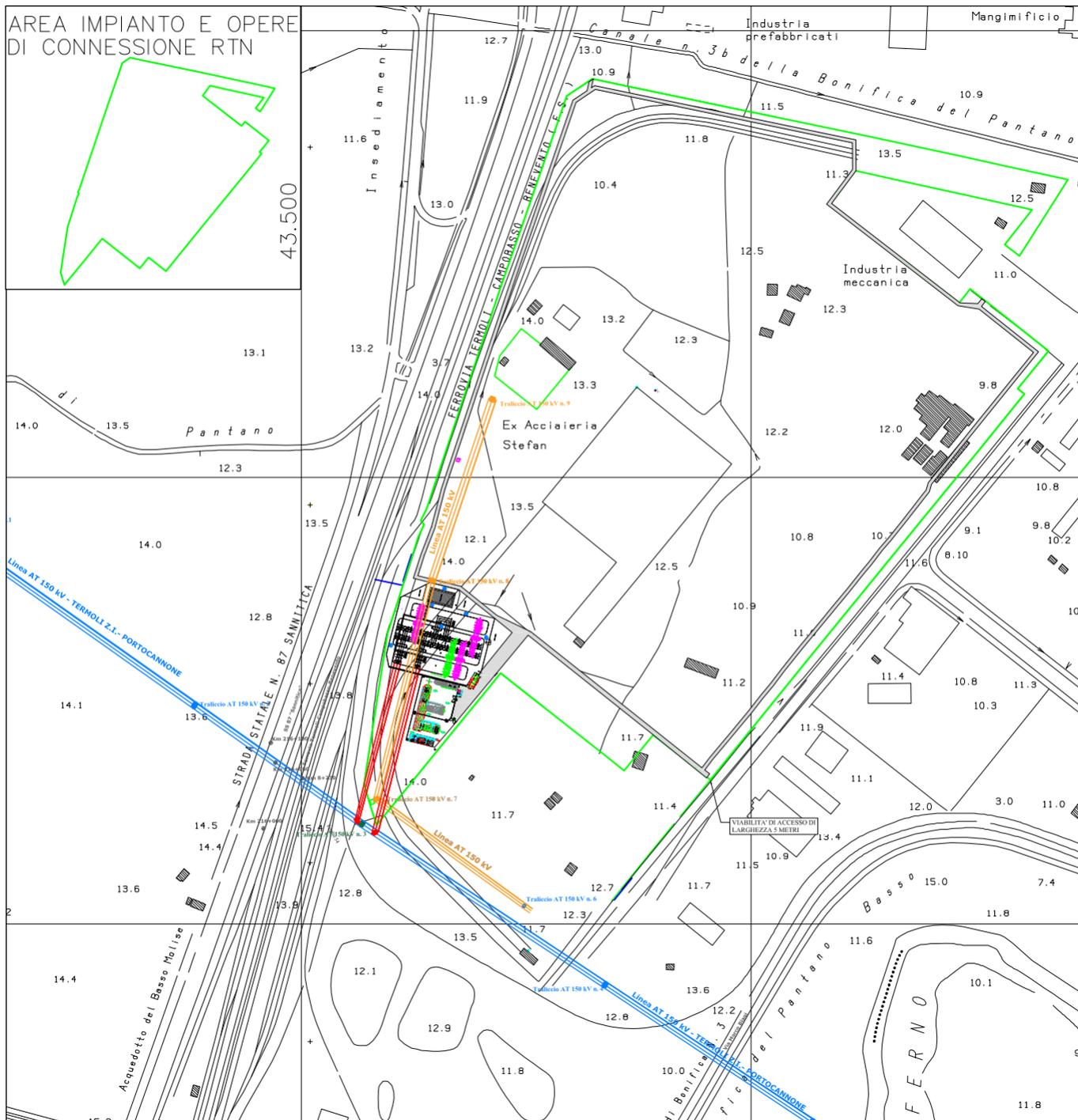
- *la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;*
- *il risparmio di combustibile fossile;*
- *nessun inquinamento acustico;*
- *soluzioni di progettazione compatibili con le esigenze di tutela ambientale (es. impatto visivo ridotto rispetto alle strutture edilizie demolite);*
- *la possibilità di ottenere profitto da terreni industriali usati anche per scopi agricoli.*
- *La creazione di una zona umida, costituita da uno specchio d'acqua e da flora di contorno autoctona, favorirà la creazione di un habitat adatto a molte specie che frequentano l'area e un'area a verde all'interno di una zona fortemente antropizzata.*

In particolare, le innovazioni tecnologiche adottate nel progetto proposto, permettono inoltre:

- ✓ *Di essere pienamente concorrenziali con le centrali elettriche a fonti fossili, così da non necessitare di incentivi pubblici;*
- ✓ *Una maggiore integrazione nel contesto industriale grazie all'utilizzo di strutture più basse e compatte, e alla attenta selezione di soluzioni di mitigazione.*
- ✓ *Impianti più performanti, anche oltre il 30% rispetto a qualche anno fa, con conseguente riduzione dell'occupazione del suolo;*
- ✓ *Impianti con più lunghe attese di vita;*

Il progetto di riconversione industriale sfrutta tutte le potenzialità presenti sul sito industriale, prevedendo la realizzazione di una nuova stazione elettrica di smistamento su un'area in passato già utilizzata per lo stesso scopo e consentendo la possibilità di evitare nuove opere di connessione al di fuori del sito di produzione. La riattivazione della nuova Stazione Elettrica con i relativi raccordi elettrici utilizzerà aree in passato già utilizzate per la stessa funzione senza aggravamento dei campi elettromagnetici già presenti nelle aree circostanti. La stessa sarà ceduta a TERNA SpA e oltre a rendere più equilibrata la rete elettrica nazionale, permetterà di migliorare la qualità della linea elettrica dell'intera Zona Industriale di Termoli, permettendo anche ad altri produttori ed utilizzatori, di collegarsi ad essa, ottimizzando così l'utilizzo del suolo con destinazione industriale. Di seguito si riporta uno

stralcio delle opere elettriche previste nel progetto di riconversione industriale su carta tecnica regionale.



- ▣ **Linea AT 150 kV - TERMOLI Z.I. - PORTOCANNONE**
- ▣ **Traliccio AT 150 kV esistente non oggetto di intervento**
- ▣ **Traliccio AT 150 kV n. 3 da eliminare**
Linea AT 150 kV DA ELIMINARE
- ▣ **Linea AT 150 kV DA REALIZZARE**
- ▣ **Numero 2 nuovi sostegni in AT 150 kV DA REALIZZARE**
- ▣ **NUMERO 3 - Tralicci AT 150 kV da eliminare identificati con il n. 7-8 e 9**

Figura 4 – Stralcio delle opere elettriche di riattivazione della Nuova Stazione Elettrica sul sito dell'ex-acciaieria

Si fa presente infine che la Società GEOTEC SPA, per ottimizzare ulteriormente il progetto, sta acquisendo la disponibilità della particella 147 del Foglio 50 del Comune di Termoli (CB) che si otterrà definitivamente prima della conclusione dell'iter autorizzativo dell'intero impianto.

2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

L'impianto sarà realizzato a regola d'arte, come prescritto dalla Legge n. 186 del 1° marzo 1986, ribadito dalla Legge n. 46 del 5 marzo 1990 e attuato con il DM 37/2008 smi. Rimane tuttora valido, sotto il profilo generale, quanto prescritto dal DPR 547/55 "Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro" e quanto previsto dalla vigente normativa in tema di sicurezza sul lavoro. Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

Per quanto concerne la normativa tecnica di riferimento si ha:

- DPR 547/55 Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- Legge 186/68 Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici;
- Legge 46/90 Norme per la sicurezza degli impianti;
- DPR 447/91 Regolamento di attuazione della Legge 5 marzo 1990, n. 46, in materia di sicurezza degli impianti;
- D.Lgs 626/94 Attuazione delle direttive CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro;
- D.Lgs 493/96 Attuazione della direttiva 92/58/CEE concernente le prescrizioni minime per la segnaletica di sicurezza e/o di salute sul luogo di lavoro;
- DM 16 gennaio 1996 Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza
- delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi;
- Circolare 4 luglio 1996 Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri
- generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi";

- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-3 Guida per la compilazione della documentazione per Legge 46/90;
- CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle Imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI 20-19 Cavi isolati con gomma tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 81-1 Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
- CEI EN 60439-1-2-3 Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445 Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529 Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 61215 Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- CEI EN 61724 Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati. Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici.
- UNI 10349 "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici DATI CLIMATICI"
- UNI 8744 "Energia Solare, calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia, Valutazione dell'energia raggiunte ricevute".
- DM 19/02/2007 ("Decreto Conto Energia").
- Delibera della Giunta regionale del Lazio 517/2008

I dati riportati nel seguito risultano strutturati e suddivisi secondo quanto riportato nella Guida CEI 0-2.

3. DATI DI PROGETTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

3.1 Descrizione del sito di installazione

I terreni nei quali verrà realizzato l'impianto fotovoltaico sono ubicati nel comune di Termoli (CB). Il progetto è denominato STEFANA SOLARE.

Il sito si trova ad un'altitudine di circa 13 mt s.l.m. Le coordinate geografiche di riferimento, latitudine e longitudine, sono 41.939478° N; 14.993990° E.

Vedere l'allegato "Piano Particellare" per la lista delle particelle catastali interessate, e la allegata Tavola "Planimetria Impianto" per i riferimenti catastali relativi.

Il terreno in esame ha destinazione d'uso industriale ed è caratterizzato da un'estensione totale di circa 37 ettari, utilizzati per la produzione di energia elettrica. Il sito è raggiungibile da strada idonea al trasporto pesante. Il terreno non presenta vincoli paesaggistici, si è comunque progettato l'impianto in modo da ridurre il più possibile l'impatto visivo, utilizzando strutture di sostegno a bassa visibilità ed idonea fascia di piantumazione perimetrale. L'impianto sarà inserito paesaggisticamente nel sito e posizionato distante dalle strade di viabilità, limitandone la visibilità.

Il lotto industriale ricade nell'agglomerato del Consorzio Industriale COSIB, ricadente nel Piano Regolatore Generale di Termoli, approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale del Molise n. 284 del 3 ottobre 1977, in zona **D1 "Industrie"** con indici regolati dal nucleo industriale.

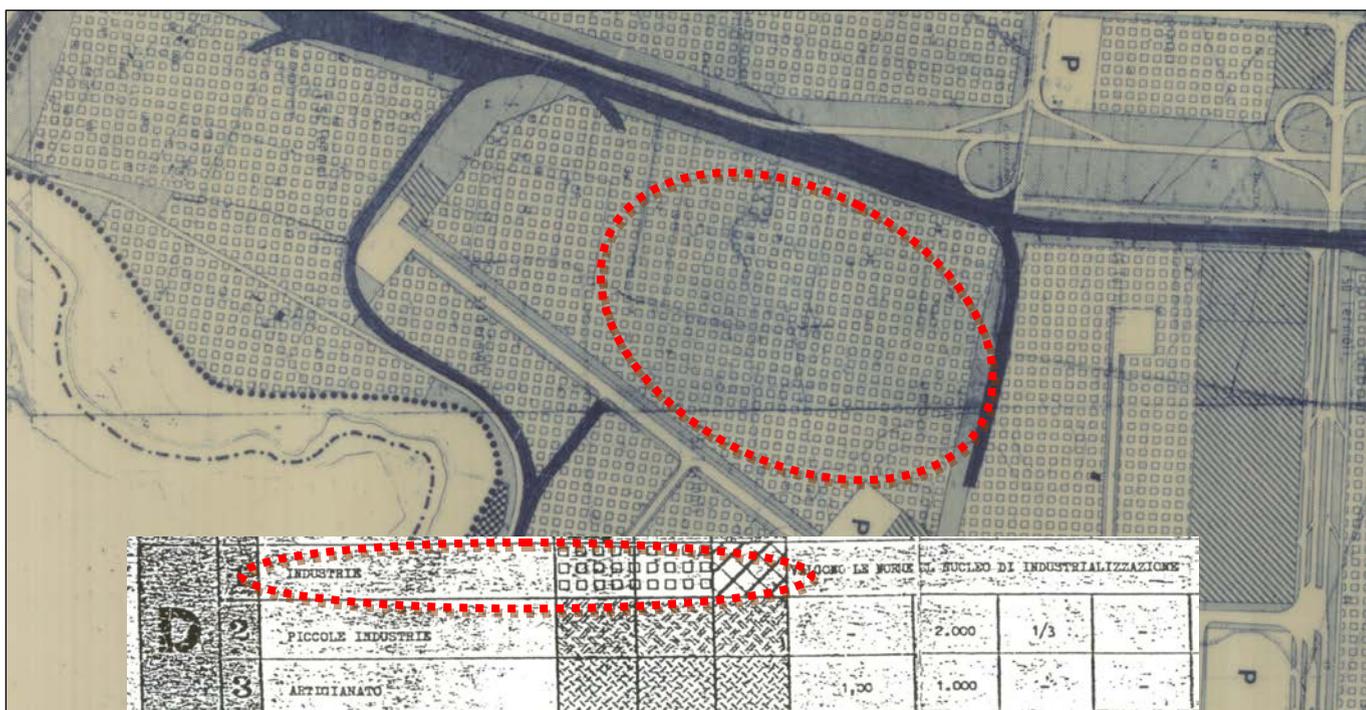


Figura 5 – Stralcio tavola PRG approvato nel 1977

L'area industriale individuata per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico risulta priva di vincoli ambientali e paesaggistici come di seguito riportato:

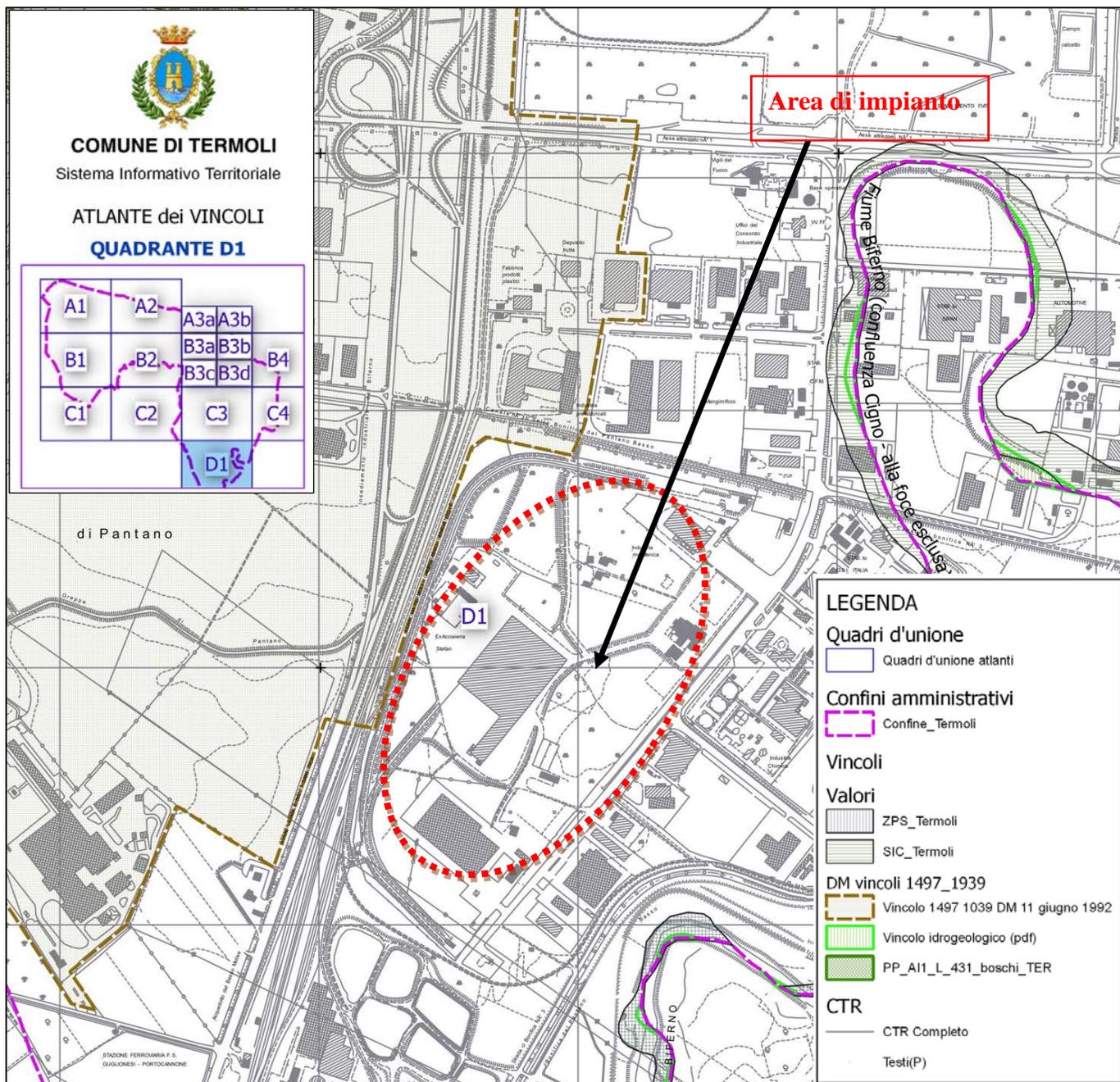


Figura 6 – Stralcio ATLANTE VINCOLI Comune di Termoli

In riferimento alla vincolistica paesaggistica, come dichiarato in data 23-03-2016 dal Settore III – Programmazione, Gestione e Governo del Territorio del Comune di Termoli (CB), l'Autorizzazione paesaggistica relativa agli interventi edilizi nel perimetro dell'area COSIB, non è richiesta, in quanto **l'area corrispondente alla perimetrazione del nucleo industriale Cosib non risulta in alcun modo compresa fra i beni paesaggistici elencati all'art. 134 del d.Lgs 22 gennaio 2004, n. 42 "Codice dei beni culturali e del paesaggio" e non risulta pertanto assoggettata all'autorizzazione paesaggistica prescritta dall'art. 146 del Codice. (vedi Attestazione allegata)**

Il progetto di riconversione industriale è composto da un impianto fotovoltaico avente le seguenti caratteristiche principali:

Layout presentato	
TRACKER N. di moduli da 44 pannelli:	<u>N. 1008</u>
TRACKER N. di moduli da 20 pannelli:	<u>N. 97</u>
Numero di pannelli totali:	<u>N. 46292</u>
Potenza modulo:	<u>670 W</u>
Dimensioni modulo:	<u>1303 * 2348 mm</u>
Superficie radiante complessiva:	<u>141.627,80 mq</u>
Potenza impianto:	<u>31.015,64 kW</u>
Numero di cabine elettriche di inverter:	<u>10</u>
Numero di cabine elettriche di accumulo:	<u>10</u>
Numero cabine elettrica MT di raccolta:	<u>1</u>

AREA VERDI

- AREA VERDE INSERITA PERIMETRALMENTE ALL'AREA DI IMPIANTO (LARGA 7 METRI)	<u>12.884,38 MQ</u>
- AREA VERDE INSERITA ALL'INTERNO DELLA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA	<u>2.865,00 MQ</u>
- AREA VERDE NATURALISTICA CON CREAZIONE DI UN LAGHETTO ARTIFICIALE	<u>10.432,66 MQ</u>
- AREA VERDE DESTINATA A PIANTUMAZIONE DI ARBUSTI	<u>10.528,00 MQ</u>

TOTALE AREE VERDI PRESENTI NEL LOTTO DI PRODUZIONE	<u>36.710,04 MQ</u>

AREA OCCUPATA DALL'IMPIANTO DI PRODUZIONE FOTOVOLTAICO	<u>289.460,55 MQ</u>
AREA OCCUPATA DALLA NUOVA STAZIONE ELETTRICA DI TERNA SPA	<u>8.992,00 MQ</u>
AREA OCCUPATA DALLA STAZIONE DI TRASFORMAZIONE N. 1 DA MEDIA AD ALTA TENSIONE	<u>1.805,00 MQ</u>
AREA OCCUPATA DALLA STAZIONE DI TRASFORMAZIONE N. 2 DA MEDIA AD ALTA TENSIONE	<u>1.364,00 MQ</u>
AREA OCCUPATA A PREVISIONE IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO	<u>7.322,00 MQ</u>

	COMPOSIZIONE STRUTTURE	PANNELLI SU STRUTTURA	SUBTOTALE PANNELLI	N° STRUTTURE TOTALI	TOTALE PANNELLI		N° TOTALE PANNELLI	POTENZA PANNELLO (W)	POTENZA IMPIANTO (MW)
	1	44	44	1008	44352		46292	670	31,01564
	1	20	20	97	1940				
				TOTALE PANNELLI	46292				
									31,01564

	TOTALE
Potenza fotovoltaica - KW	31000
Potenza massima di Accumulo - kW	10800
Potenza massima di Immissione - kW	24000
Energia accumulata - kWh	41840

Così distribuito:

	SEZIONE IMPIANTO 1	SEZIONE IMPIANTO 2	SEZIONE IMPIANTO 3
Potenza fotovoltaica - KW	3200	3200	3200
	Inverter 1 Accumulo 1	Inverter 2 Accumulo 2	Inverter 3 Accumulo 3
Potenza massima di Accumulo - kW	1200	1200	1200
Potenza massima di Immissione - kW	2500	2500	2500
Energia accumulata - kWh	4184	4184	4184

	SEZIONE IMPIANTO 4	SEZIONE IMPIANTO 5	SEZIONE IMPIANTO 6
Potenza fotovoltaica - KW	3200	3200	3200
	Inverter 4 Accumulo 4	Inverter 5 Accumulo 5	Inverter 6 Accumulo 6
Potenza massima di Accumulo - kW	1200	1200	1200
Potenza massima di Immissione - kW	2500	2500	2500
Energia accumulata - kWh	4184	4184	4184

	SEZIONE IMPIANTO 7	SEZIONE IMPIANTO 8	SEZIONE IMPIANTO 9	SEZIONE IMPIANTO 10
Potenza fotovoltaica - KW	3200	3200	2700	2700
	Inverter 7 Accumulo 7	Inverter 8 Accumulo 8	Inverter 9 Accumulo 9	Inverter 10 Accumulo 10
Potenza massima di Accumulo - kW	1200	1200	1200	1200
Potenza massima di Immissione - kW	2500	2500	2000	2000
Energia accumulata - kWh	4184	4184	4184	4184

LAY-OUT IMPIANTO DI PRODUZIONE DA FONTE FOTOVOLTAICO CON ALLACCIO IN ALTA TENSIONE SU NUOVA CABINA DI SMISTAMENTO

-  CABINA INVERTER
-  CABINA ACCUMULO
-  CABINA DI RACCOLTA

-  TRACKER DA 44 PANNELLI
-  TRACKER DA 20 PANNELLI



NUMERO 3 - Tralicci AT 150 kV da eliminare, identificati con il n. 1, 4 e 9

Linea AT 150 kV da realizzare

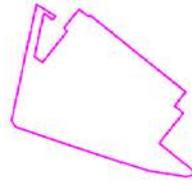
Tralicci AT 150 kV n. 3 da eliminare

Linea AT 150 kV - TRINOLELLI - PORTICOMARE

Traliccio AT 150 kV esistente non oggetto di intervento

Traliccio AT 150 kV n. 3 da eliminare

AREA IMPIANTO E OPERE DI CONNESSIONE RTN



AREA NATURALISTICA

ACCESSO PRINCIPALE

ACCESSO AREA NATURALISTICA

DOPPIO FILARE DI ULIVI SU UNA FASCIA PERIMETRALE DI 7 METRI + 4 METRI DI VIABILITA'

SEZIONE LONGITUDINALE

SEZIONE LONGITUDINALE

NUOVA STAZIONE DI SMISTAMENTO TERNA SPA DA 150 KV

NUOVA piantumazione di arbusti

STAZIONE UTENTE 1

STAZIONE UTENTE 2

PREVISIONE IMPIANTO DI TRACCIANDO

7500mq

Linea AT 150 kV

Traliccio AT 150 kV n. 2

Linea AT 150 kV

Traliccio AT 150 kV n. 3

Linea AT 150 kV

Traliccio AT 150 kV n. 6

Linea AT 150 kV

Lungo i lati del lotto sarà installata recinzione perimetrale con cancello carraio in grigliato metallico. Il cancello avrà altezza di mt 2,7, mentre la recinzione di mt 2,5. Per garantire l'accesso nelle cabine elettriche interne e consentire la manutenzione ordinaria e straordinaria ai campi e sottocampi, sarà realizzata la viabilità con carreggiata di circa 5 metri, fino alla Cabina di Smistamento di TERNA SPA e la restante viabilità lungo il perimetro del campo avrà una larghezza di 4 metri. Le cabine di Conversione e trasformazione MT/BT saranno ad un solo piano fuori terra di dimensioni strettamente necessarie ad ospitare le apparecchiature elettriche (inverter, quadri elettrici). Come sempre accade per le cabine elettriche sarà regola realizzare il collegamento dell'armatura metallica delle strutture all'impianto di terra. La restante parte dell'area di impianto è a cielo aperto ed ospiterà il campo fotovoltaico, le strade di collegamento ed i piazzali. Tutti i principali cablaggi della centrale, in particolare a valle dei quadri di sottocampo (quadri nei quali avviene il parallelo delle stringhe di moduli) sono in esecuzione interrata. In particolare, saranno in esecuzione interrata le dorsali di impianto e tutti i collegamenti elettrici di distribuzione all'interno delle cabine elettriche. Dal punto di vista elettrico l'Impianto è stato progettato utilizzando lo schema della conversione centralizzata mediante un totale di n. 10 convertitori (inverter) della potenza nominale ciascuno di 2.500/2.000 KW, distribuiti secondo gli schemi illustrati nelle tavole allegate. Pertanto, gli elettrodotti interni saranno in bassa tensione, corrente continua e corrente alternata, e in media tensione in corrente alternata.

I cablaggi tra i moduli fotovoltaici e tutti i cablaggi dell'impianto di produzione fino al rispettivo locale "inverter" sono eserciti in corrente continua. Infatti, i moduli fotovoltaici trasformano l'energia del sole in energia elettrica in corrente continua. La tensione massima della sezione in corrente continua è da progetto pari a 965 V (rispettando il range di tensione ammissibile in ingresso all'inverter pari a 1500 V). Nel locale inverter avviene la conversione dell'energia elettrica prodotta da corrente continua a bassa tensione a corrente alternata trifase a bassa tensione (550 V) che poi viene trasformata in tensione a 20.000 V. L'energia elettrica fluisce tramite cavi elettrici interrati, in media tensione al quadro elettrico di raccolta MT (nella cabina di smistamento o che funge da smistamento) e poi fino alla stazione di consegna in AT. Da qui tramite cavo interrato raggiunge il punto di connessione in AT su rete RTN.

La massima potenza elettrica che può essere prodotta dall'impianto fotovoltaico per progetto non sarà inferiore al 75% della potenza nominale del campo fotovoltaico. Generalmente nei mesi primaverili un buon impianto fotovoltaico può arrivare a produrre in c.a. circa il 90% della potenza nominale del campo fotovoltaico. Si precisa che la potenza in eccesso rispetto alla potenza immessa in rete si prevede di accumularla nello storage.

A vantaggio di sicurezza per il calcolo del limite di esposizione ai campi elettromagnetici si utilizzeranno le potenze nominali degli apparati elettrici principali.

3.2 Calcolo della radiazione solare disponibile e Stima dell'energia producibile

La valutazione della risorsa solare disponibile per il terreno in questione è stata effettuata a partire dai valori del database europeo PVGIS. Per il calcolo si sono considerati i dati ambientali relativi al sito. Si è inoltre simulato il comportamento delle strutture selezionate, inseguitori monoassiali (descritti in dettaglio più avanti in questa relazione), con opportuno angolo di tilt e un valore di PR (Performance Ratio) come risulta dalle esperienze degli ultimi anni e dalle caratteristiche tecniche del progetto



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

Provided inputs:

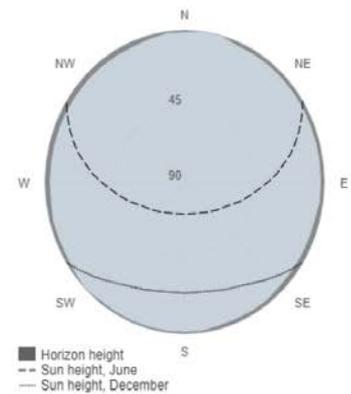
Latitude/Longitude: 41.939,14.991
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 27872 kWp
 System loss: 14 %

Simulation outputs

Slope angle [°]: 54 (opt)
 Yearly PV energy production [kWh]: 53361420.53
 Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]: 2431.44
 Year-to-year variability [kWh]: 2049500.9
 Changes in output due to:
 Angle of incidence [%]: -1.45
 Spectral effects [%]: 0.89
 Temp. and low irradiance [%]: -7.91
 Total loss [%]: -21.26

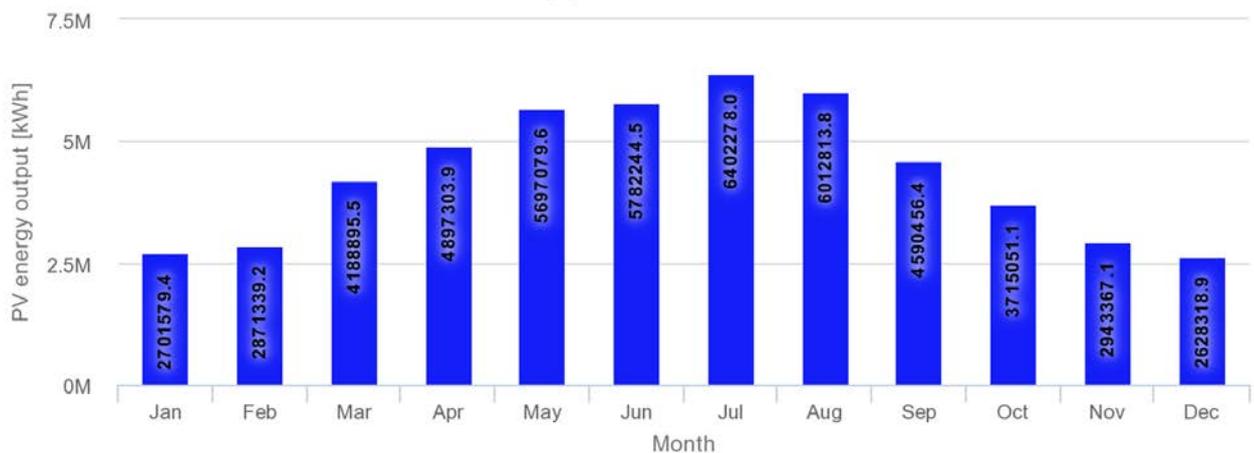
* VA: Vertical axis

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from tracking PV system

(C) PVGIS, 2022

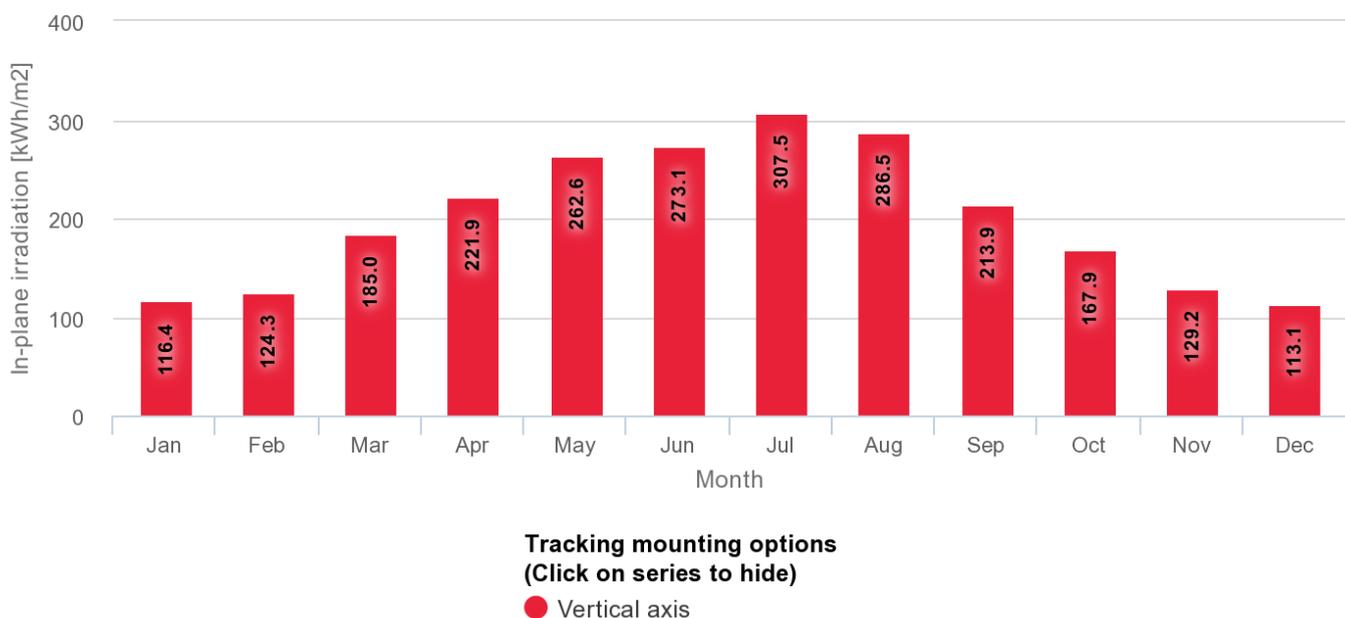


Tracking mounting options
 (Click on series to hide)

● Vertical axis

Monthly in-plane irradiation for tracking PV system

(C) PVGIS, 2022



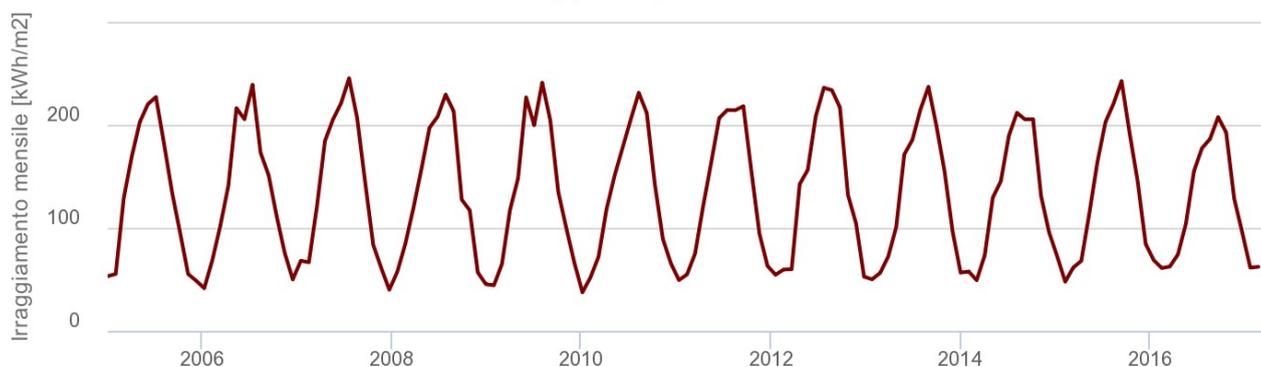
I valori di irraggiamento sono in kWh/m², i valori di temperatura sono in °C.

Irraggiamento global orizzontale

Mese	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Gennaio	52.99	41.3	67.96	57.37	44.18	51.87	54.67	59.49	56.2	49.1	61.46	62.38
Febbraio	55.15	68.32	66.49	84.62	64.85	71.87	75	59.79	72	73.35	67.88	73.93
Marzo	129.01	101.99	120.41	119.26	117.37	118.22	120.84	142.4	100.78	129.3	114.19	104
Aprile	169.35	140.85	184.22	157.29	147.96	150.71	163.06	156.16	171.26	145.21	163.86	154.92
Maggio	202.8	216.14	205.25	197.2	226.62	177.96	206.5	208.39	185.23	189.41	202.57	177.37
Giugno	220.07	205.46	220.86	207.84	199.59	205.02	214.33	235.94	214.55	211.6	220.48	186.24
Luglio	226.99	238.9	245.2	229.33	240.85	231.12	214.13	233.63	236.93	205.24	242.47	207.46
Agosto	181.93	172.76	206.69	213.11	204.57	211.44	218.06	216.92	198.76	205.39	191.99	192.65
Settembre	134.57	151.15	144.19	127.34	134.71	142.27	154.8	131.79	155.01	130.78	145.19	128.4
Ottobre	95.26	111.27	83.54	116.94	99.53	89.13	94.22	104.39	96.67	95.45	84.23	95.44
Novembre	55.07	75.63	60.94	56.58	65.98	65.32	63.02	52.51	56.48	72.26	68.55	61.31
Dicembre	48.61	49.83	39.82	45.26	37.34	49.23	54.33	49.99	57.55	47.63	60.88	62.13

Irraggiamento solare mensile

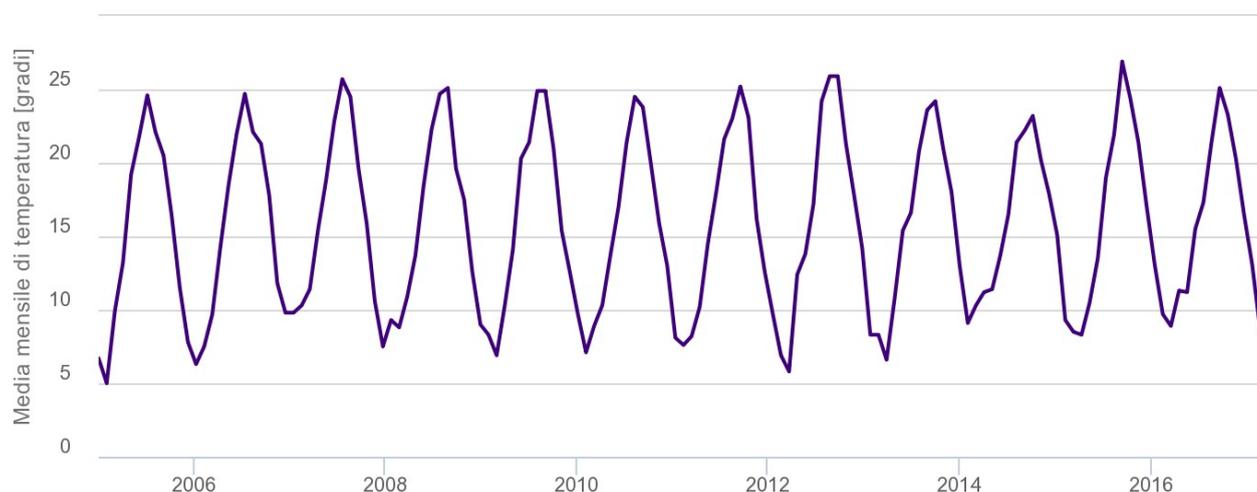
(C) PVGIS, 2020



– Valori Irraggiamento medio su piano orizzontale

Media mensile di temperatura

(C) PVGIS, 2020



Media mensile di temperatura

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Gennaio	6.7	6.3	9.8	9.3	8.3	7.1	7.6	6.9	8.3	10.3	8.5	8.9
Febbraio	5	7.5	10.3	8.8	6.9	8.9	8.2	5.8	6.6	11.2	8.3	11.3
Marzo	9.9	9.7	11.4	10.9	10.3	10.3	10.2	12.4	10.8	11.4	10.5	11.2
Aprile	13.2	14.3	15.4	13.7	14.1	13.7	14.5	13.8	15.4	13.7	13.5	15.5
Maggio	19.2	18.5	18.8	18.4	20.3	17	17.9	17.2	16.6	16.5	19	17.3
Giugno	21.8	22	22.8	22.3	21.4	21.4	21.6	24.2	20.8	21.4	21.9	21.4
Luglio	24.6	24.7	25.7	24.7	24.9	24.5	23	25.9	23.6	22.2	26.9	25.1
Agosto	22.1	22.1	24.5	25.1	24.9	23.8	25.2	25.9	24.2	23.2	24.4	23.3
Settembre	20.5	21.3	19.6	19.6	21	19.9	23.1	21.3	20.9	20.2	21.4	20.3
Ottobre	16.4	17.8	15.9	17.5	15.4	15.9	16.2	17.8	18	17.9	17.1	16.5
Novembre	11.5	11.8	10.6	12.6	12.6	13	12.6	14.2	13	15.1	13.1	13.1
Dicembre	7.8	9.8	7.5	9	9.7	8.1	9.7	8.3	9.1	9.3	9.7	8.6

– Valori temperatura media mensile

3.3 Tipologia e caratteristiche dell'impianto fotovoltaico

Il presente progetto è relativo alla realizzazione di un impianto fotovoltaico in silicio cristallino caratterizzato su terreno industriale con le seguenti caratteristiche:

Dati Impianto

- *Tipo di terreno: Terreno con destinazione d'uso industriale*
- *Potenza contrattuale: circa 31,015 MWp*
- *Posizionamento del generatore FV: installazione al suolo*
- *Orientamento asse generatore FV: NORD-SUD*
- *Angolo di tilt del generatore FV: variabile con inseguimento est-ovest.*
- *Fattore di albedo: erba verde: 0.26*
- *Fattore di riduzione delle ombre K_{omb} : 98%*

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando moduli in silicio monocristallino e inverter centralizzati come dettagliatamente descritto nei datasheet allegati. I moduli fotovoltaici saranno posati a terra tramite idonee strutture in acciaio zincato con inseguimento mono-assiale, come meglio descritto in seguito, disposti in file parallele opportunamente distanziate onde evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco. L'impianto sarà di tipo GRID-CONNECTED (connesso alla rete elettrica per l'immissione dell'energia). La misura dell'energia prodotta si realizzerà nel Locale di misura avverrà, come prescritto dalle norme vigenti, attraverso un contatore di energia di tipo elettromeccanico con visualizzazione della quantità di energia ceduta alla rete elettrica esterna che sarà posto a cura del Distributore di Energia Elettrica. In fase esecutiva la marca e la tipologia dei moduli fotovoltaici potranno variare in relazione alla disponibilità nel mercato, fermo restando che non si eccederà il valore di superficie radiante totale del generatore fotovoltaico. Per Superficie radiante totale del generatore fotovoltaico si intende l'area complessiva dei moduli fotovoltaici, intesa come superficie del singolo modulo per il numero dei moduli, pari a 127.272,87 mq. La conversione della forma d'onda elettrica, da continua in alternata, verrà effettuata per mezzo di inverter di tipo SMA Sunny Central 2500/2000 EV o similari, che saranno disposti in modo idoneo ad assicurare il miglior funzionamento relativo all'accoppiamento inverter-stringa.

In un'ottica di efficientamento degli impianti e degli investimenti, il progetto prevede la realizzazione di un sistema di accumulo agli ioni di litio con 12,0 MW di potenza massima e con una capacità di circa 41,184 MWh. Il sistema di accumulo, alloggiato in apposite cabine del tipo container standard ISO 20', sarà alimentato sia dall'impianto di produzione che dalla rete RTN.

Infine, per ciascun generatore verrà effettuata la connessione degli inverter alla cabina utente, la quale sarà a sua volta collegata alla cabina di consegna prevista da realizzarsi per l'allaccio in alta tensione sulla nuova cabina di smistamento di TERNA SpA, che permetterà l'immissione dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico nella rete del distributore. In fase esecutiva le dimensioni delle cabine potrebbero recare leggeri scostamenti in funzione dell'evoluzione del mercato e delle eventuali mutate specifiche tecniche del distributore, salvo il rispetto degli ingombri di superficie e volumetrici totali rappresentati nel progetto depositato.

Il lotto industriale oggetto di intervento prevede il taglio delle essenze arboree per un'area di circa 140.000 mq (14 ettari). La superficie interessata dal rimboschimento sarà quindi minimo di 168.000 mq (16,8 ettari) di cui alla Delibera di G.R. n. 1062 del 15/07/2002 (mq. 140.000,00 + 20%) da effettuarsi nelle aree a verde o degradate proposte al Consorzio Industriale come individuate nella tavola C3. Quindi tale intervento sarà ubicato nello stesso territorio del lotto da sboscare e il rimboschimento verrà presubilmente realizzato nelle aree degradate della Zona industriale di Termoli.

3.4 Calcolo della CO2 risparmiata

La realizzazione di un impianto fotovoltaico permette di risparmiare l'immissione in atmosfera di anidride carbonica (CO2). La quantità di CO2 risparmiata è equivalente al valore di anidride carbonica emessa da un impianto termoelettrico a gasolio per produrre la stessa quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico. Utilizzando i fattori di conversione emessi dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (Delibera n 177/05) e considerando che per ogni TEP (Tonnellata Equivalente di Petrolio) si producono circa 3 tonnellate di CO2 si ottiene che l'impianto in questione permetterà di evitare l'immissione in atmosfera di circa **28.858,57 Tonnellate di CO2 ogni anno**, in quanto la produzione complessiva di energia elettrica essendo pari a **53.361.420,53 kWh/anno**.

(La sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con un prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di 535,7 g CO2 (ISPRA Rapporti 172/2012 ISBN: 978-88-448-0580-7))

4. SCHEMA ELETTRICO GENERALE

4.1 Descrizione

L'allegato tecnico "Schema elettrico unifilare" riporta lo schema elettrico unifilare generale a partire dal quale è possibile evidenziare le principali funzioni svolte dai sottosistemi ed apparecchiature costituenti l'impianto stesso. Il generatore fotovoltaico, posto al suolo, è composto da moduli in silicio monocristallino caratterizzati e inverter centralizzati, come evidenziato nello schema unifilare e con le caratteristiche dettagliate nei relativi datasheet allegati. Le stringhe fotovoltaiche di ciascun sottocampo saranno connesse in parallelo attraverso un quadro di sottocampo come messo in evidenza nello schema unifilare allegato. L'involucro esterno dell'inverter è in grado di resistere alla penetrazione di solidi e liquidi con grado di protezione IP65. L'inverter è predisposto per un sistema di monitoraggio locale ed un'interfaccia per essere collegato al sistema di monitoraggio e acquisizione dati dell'impianto.

5. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

5.1 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.

Il dimensionamento del generatore sarà realizzato in modo tale che si abbia compatibilità tra le stringhe di moduli fotovoltaici e l'inverter adottato.

In pratica, si verificherà che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino essere 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.

5.2 Portata dei cavi in regime permanente

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata di vita 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:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad \text{e} \quad I_f \leq 1,45 * I_Z$$

I_B = corrente di impiego del circuito (funzione del dimensionamento dell'impianto)

I_Z = portata in regime permanente della conduttura (funzione del tipo di cavo scelto)

I_N = corrente nominale del dispositivo di protezione.

I_f = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione.

Parte in Corrente Continua

Le seguenti indicazioni sono di massima e verranno definite in fase di progetto esecutivo in accordo con i fornitori. In particolare, per la parte in corrente continua dell'impianto, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, I_B risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaici in corrispondenza della loro potenza di picco (corrente nominale di stringa), mentre I_N e I_f possono entrambe essere poste uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi (corrente di corto stringa), rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa.

Per quanto riguarda i collegamenti tra i moduli fotovoltaici e i quadri di sottocampo, essi sono realizzati con cavo unipolare in gomma (PVC) di sezione 6 mm^2 almeno.

I collegamenti tra le uscite dei quadri di sottocampo (QSC/C) ed i corrispondenti quadri di campo (C) sono realizzati mediante cavi unipolari in PVC la cui sezione varia in funzione della distanza a cui si trova il quadro di sottocampo da quello di campo.

I collegamenti tra l'uscita dei quadri di campo (C) ed i rispettivi inverter sono realizzati mediante cavo unipolare in gomma (PVC) FG16OR 06/1kV di opportune sezioni.

I collegamenti tra l'uscita degli inverter ed il trasformatore sono realizzati mediante cavo unipolare in gomma (PVC) FG16OR 240 mm² almeno per fase.

Parte in Corrente Alternata

Per quanto riguarda, poi, i cavi in media tensione si ha che il collegamento dal trasformatore di potenza al quadro di media tensione sarà realizzato mediante linea trifase opportuna.

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale. Nel calcolo della portata dei cavi in regime permanente si è già tenuto conto di tali valori, attribuibili ad I_N ed I_f . In tal modo, pertanto, anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata. Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno degli inverter. L'interruttore magnetotermico posto a valle degli inverter agisce da ricalzo all'azione del dispositivo di protezione interno all'inverter stesso.

5.3 Sezione dei conduttori di protezione

Per i conduttori di protezione, in questa fase non avendo a disposizione le correnti di cortocircuito a terra e i tempi di intervento delle protezioni, non possiamo effettuare i calcoli. Usiamo quindi, per il momento il metodo di prendere il PE pari alla metà della rispettiva sezione di fase (certamente sufficiente).

5.4 Misure di protezione contro i contatti diretti

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata sia in corrente continua, verrà adeguatamente protetta contro i contatti diretti in accordo con le soluzioni fornite dai fornitori in ambito di progetto esecutivo.

In generale la protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in

tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo né risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

5.5 Misure di protezione contro i contatti indiretti

La presenza del trasformatore di isolamento tra sezione c.c. e sezione c.a. negli inverter consente di classificare come IT il sistema in corrente continua costituito dalla serie dei moduli fotovoltaici, dagli scaricatori di sovratensione e dai loro collegamenti agli inverter.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è in questo caso assicurata dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale idonea
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici, posizionati al suolo, suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di fissaggio facente capo ad una stringa di moduli fotovoltaici.

Il progetto prevede pertanto di collegare con un conduttore equipotenziale, di opportuna sezione, un punto metallico per ogni struttura di fissaggio e, a tal proposito, in fase di montaggio dovrà essere verificato che tra i moduli fotovoltaici e le strutture metalliche non vi siano interposte parti isolanti costituite da anelli di plastica o gomma, parti ossidate o altro. In fase di collaudo la continuità elettrica dovrà comunque essere verificata con uno strumento opportuno.

I circuiti equipotenziali così ottenuti faranno capo, ognuno, ad un morsetto nella cassetta di terra, contenente anche gli scaricatori di sovratensione.

5.6 Misure di protezione sul collegamento alla rete elettrica

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete autoproduttore (ove presente) sia della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalle norme vigenti e in accordo con i fornitori per la parte di trasformazione dalla Media Tensione all'Alta Tensione.

5.7 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico sarà protetto dalla fulminazione opportuno sistema di protezione. Una soluzione può essere la completa integrazione nelle strutture di sostegno e progettata ad hoc per esse.

È possibile realizzare un sistema di protezione esterna contro i fulmini a norma con un numero esiguo di componenti supplementari: grazie ad un'interconnessione adeguata tutte le fondazioni a palo vengono utilizzate come elementi di messa a terra. Inoltre i piani modulari vengono provvisti di punte di captazione, per cui il piano modulare soddisfa in modo pressoché ottimale le necessarie funzioni di connessione elettrica sulla base delle sezioni relativamente ampie, senza dispendio supplementare.



Figura 7 – Punta di captazione con fissaggio tramite morsetto e Punta di captazione con fissaggio tramite morsetto.

Fulminazione indiretta

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni capaci di mettere fuori uso i componenti. Il primo livello di protezione è presente nel quadro di parallelo di "sottocampo", ovvero quello che realizza il parallelo delle stringhe. In pratica verranno installati varistori, o SPD di classe II o III, per ogni polarità verso terra ed eventualmente uno tra i due morsetti di uscita, in modo da evitare danneggiamenti dei moduli fotovoltaici, dei diodi di by-pass e di blocco, e dei vari isolamenti.

Il secondo livello di salvaguardia dalle sovratensioni riguarda gli inverter, che sono già dotati di SPD per ogni polarità in ingresso.

6. DETTAGLI DI INSTALLAZIONE

Descrizione tecnica generale delle strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale.

Ulteriore innovazione nei nostri progetti e l'adozione di tecnologie ad inseguimento monoassiale che permettono nel contempo di aumentare significativamente la redditività degli impianti e di ridurre l'impatto visivo degli stessi, avendo altezze inferiori.

Si sottolinea che essendo molto dinamico il mercato e la tecnologia dei tracker, il fornitore e le dimensioni del tracker potrebbero variare in fase esecutiva, ad esempio potranno essere utilizzati anche altri brand come Soltigua, Next Tracker ecc.

L' inseguevole solare est-ovest ha l'obiettivo di massimizzare l'efficienza energetica e i costi di un impianto fotovoltaico a terra che impiega pannelli fotovoltaici in silicio cristallino. Questo obiettivo è stato raggiunto con un singolo prodotto che garantisce i vantaggi di una soluzione di inseguimento solare con una semplice installazione e manutenzione come quella degli array fissi post-driven.

Il tracker orizzontale monoassiale, che utilizza dispositivi elettromeccanici, segue il sole tutto il giorno, da est a ovest sull'asse di rotazione orizzontale nord-sud (inclinazione 0°). I layout di campo con inseguitori monoasse orizzontali sono molto flessibili, ciò significa che mantenere tutti gli assi di rotazione paralleli l'uno all'altro è tutto ciò che è necessario per posizionare opportunamente i tracker.

Il sistema di backtracking controlla e assicura che una serie di pannelli non oscuri gli altri pannelli adiacenti, quando l'angolo di elevazione del sole è basso nel cielo, all'inizio o alla fine della giornata.

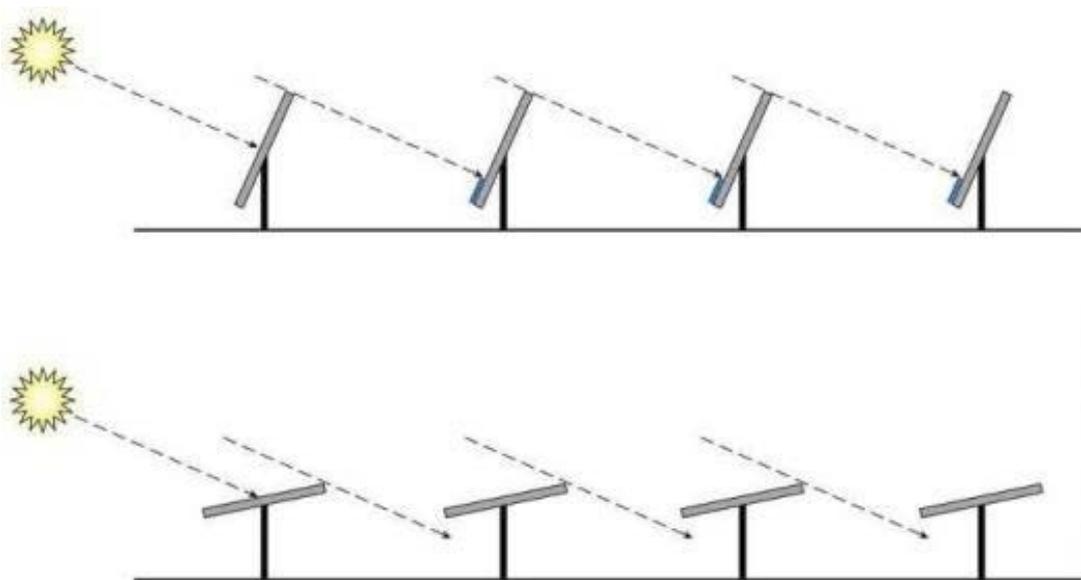


Figura 8: Backtracking.

Il Backtracking massimizza il rapporto di copertura del suolo. Grazie a questa funzione, è possibile ridurre la distanza centrale tra le varie stringhe. Pertanto, l'intero impianto fotovoltaico occupa meno terreno di quelli che impiegano soluzioni di localizzazione simili. L'assenza di inclinazione del cambiamento stagionale, (cioè il tracciamento "stagionale") ha scarso effetto sulla produzione di energia e consente una struttura meccanica molto più semplice che rende un sistema intrinsecamente affidabile. Questo design semplificato si traduce in una maggiore acquisizione di energia a un costo simile a una struttura fissa. Con il potenziale miglioramento della produzione di energia dal 15% al 35%, l'introduzione di una tecnologia di inseguimento economica. ha facilitato lo sviluppo di sistemi fotovoltaici su vasta scala.

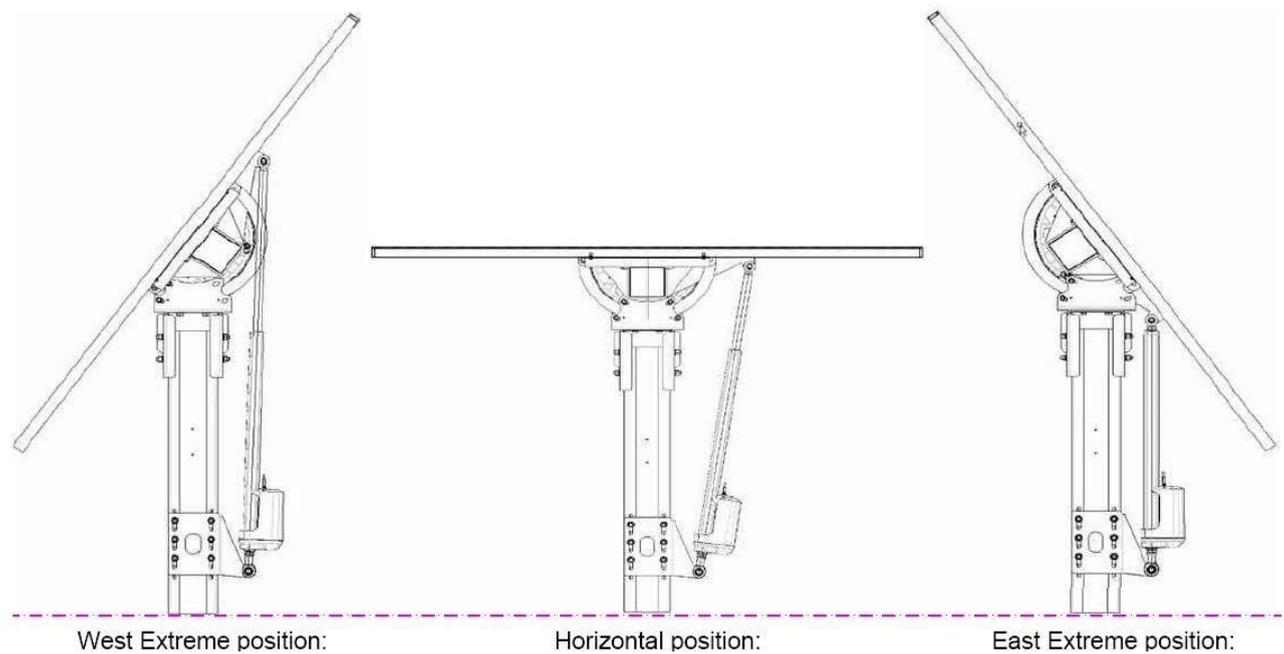


Figura 9: Particolare inseguitore monoassiale est-ovest

6.1 Caratteristiche tecniche

La caratteristica principale del prodotto risiede nell'ingegnerizzazione: una soluzione che utilizza componenti meccanici disponibili in commercio ampiamente disponibili (profili in acciaio) ed elettronica per lavorare senza problemi con gli accessori "proprietary" del prodotto (articolazione di post-testine, motori che guidano i loro movimenti e quadro elettronico di controllo per la gestione dei motori). Questa soluzione offre i seguenti vantaggi principali:

- Struttura completamente bilanciata e modulare: il tracker non richiede personale specializzato per lavori di installazione, montaggio o manutenzione;
- Scheda di controllo facile da installare e autoconfigurante: il GPS integrato attiva sempre la giusta posizione geografica nel sistema per il tracciamento solare automatico;
- Cuscinetto a strisciamento sferico autolubrificato per compensare imprecisioni ed errori nell'installazione di strutture meccaniche;
- Soluzione a file indipendenti, con un esclusivo motore AC con doppio anello di protezione contro la polvere;
- Basso consumo elettrico.

La combinazione di queste soluzioni uniche distingue l'inseguitore in progetto da altri tipi di inseguitori sul mercato, raggiungendo un rapporto costo / prestazioni più vantaggioso.

Caratteristiche strutturali

La struttura di supporto è realizzata in acciaio da costruzione e progettata secondo gli Eurocodici standard. La maggior parte dei componenti metallici del tracker (tubo di torsione, pile, ...) sono zincati a caldo secondo Standard ISO 1461 (bagno batch) o ISO 3575 (bagno continuo). Le guide del modulo possono essere in acciaio zincato secondo ISO 1461, o realizzato in Magnelis, un rivestimento di zinco-alluminio-magnesio, applicato come bene tramite bagno di immersione a caldo, che ha una resistenza ancora superiore in ambienti esterni difficili. Le guide del modulo standard sono lunghe 440 mm. Diverse lunghezze possono essere valutate come opzione. Come standard, tutte le strutture sono garantite per 30 anni nella corrosione atmosferica ISO 14713-1 categoria fino a C2. Diverse durate di garanzia possono essere concordate come opzione. I componenti meccanici sono stati progettati con simulazioni FEM e software CAD 3D e ampiamente testato per più di 50 anni di durata equivalente. L'espansione termica della struttura è inclusa nel design. Sono disponibili diverse lunghezze di tracker, che rappresentano un diverso numero di stringhe.

Resistenza al vento e posizione di sicurezza

Il design dei tracker è il risultato di studi di test in galleria del vento. I tracker iniziano la procedura di sicurezza quando la velocità del vento di raffica è superiore a 50 km / h e resistono a 55 km / h durante le operazioni. Sulla base di studi in galleria del vento, la posizione di sicurezza assunta in caso di vento eccessivo non è orizzontale, ma a 35 °, in modo da evitare il galoppo del vento, che altrimenti potrebbe danneggiare sia i moduli fotovoltaici sia la struttura del tracker. In posizione di sicurezza, può resistere a una raffica di vento di 120 km / h. La velocità del vento raffica è la media di 3 secondi. Le velocità del vento sono definite come velocità del vento a 10 m sopra il livello del suolo su terreni aperti, secondo la definizione di Eurocodici.

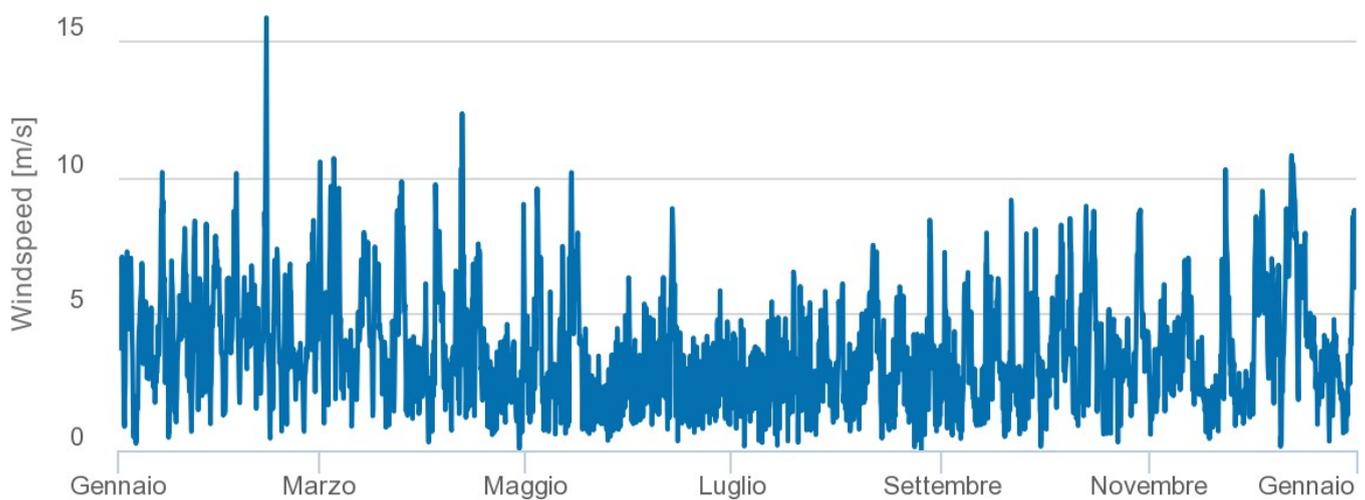


Figura 10: Ventosità della zona di TERMOLI periodo 2007-2016. Fonte Photovoltaic Geographical Information System

Nel Comune di TERMOLI si registra un regime di vento medio con picchi nel periodo 2007/2016 di 10 m/s, pari a 36 km/h. L'inseguitore risulta pertanto compatibile con la ventosità dell'area.

Ancoraggi

Gli ancoraggi sono a forma di C, e nel caso di pile guidate, vengono speronate direttamente all'interno del terreno. In fase esecutiva saranno dimensionate sia la sezione degli ancoraggi che la profondità di incasso nel terreno.

6.2 Caratteristiche Principali

La struttura del tracker è completamente adatta alle dimensioni del pannello fotovoltaico, alle condizioni geotecniche del sito specifico e alla quantità di spazio di installazione disponibile. La configurazione elettrica delle stringhe (x moduli per stringa) verrà raggiunta utilizzando la seguente configurazione di tabella dell'inseguitore con moduli fotovoltaici disponibile in verticale, dove per ogni stringa, proponiamo un tracker oppure il mezzo tracker per una stringa singola ove è necessario sfruttare spazi residui più contenuti.

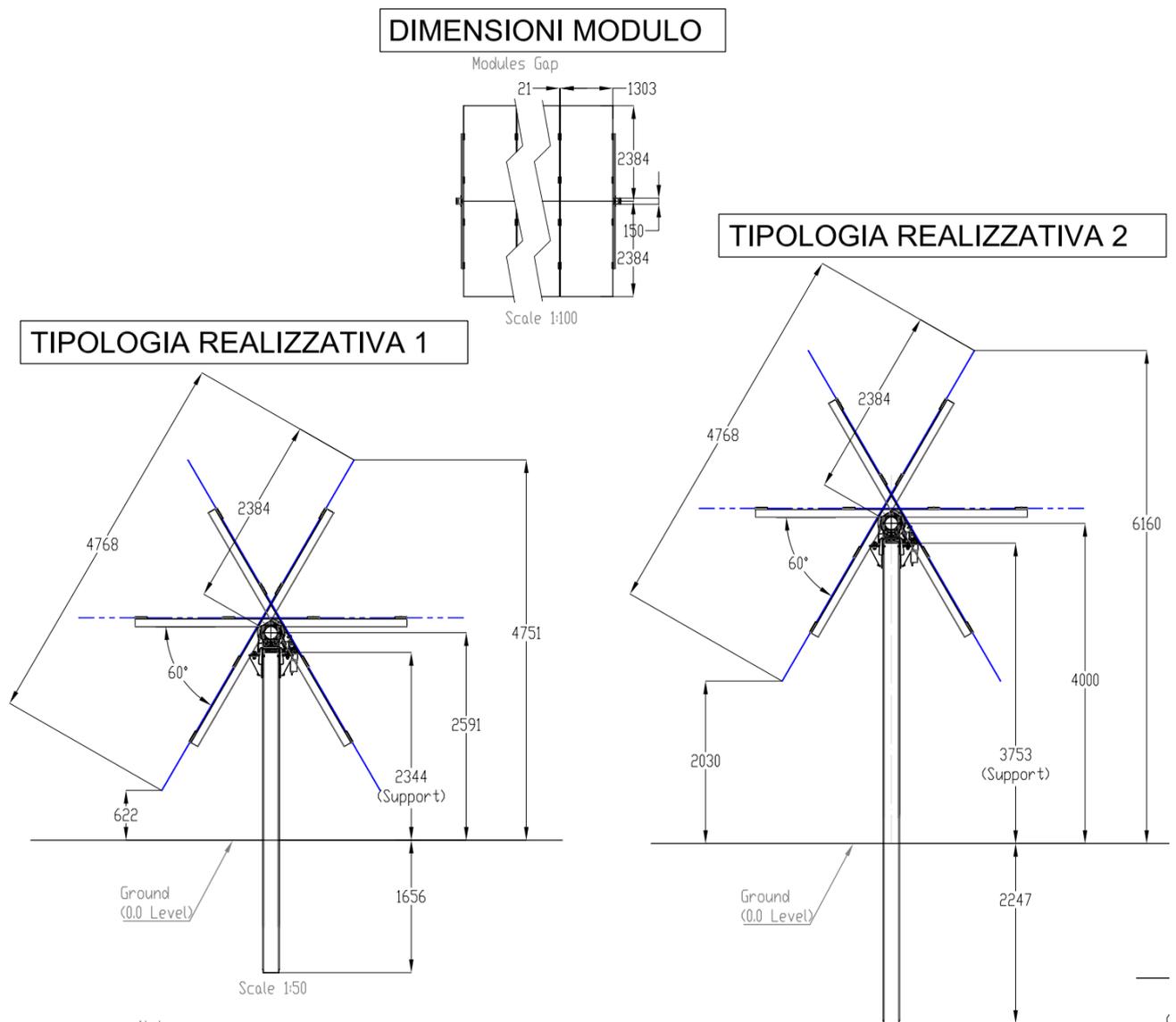


Figura 11a: Dimensioni e tipologia di tracker

Le strutture previste nel progetto sono 2x22 e 2x10 moduli fotovoltaici disponibili in verticale:

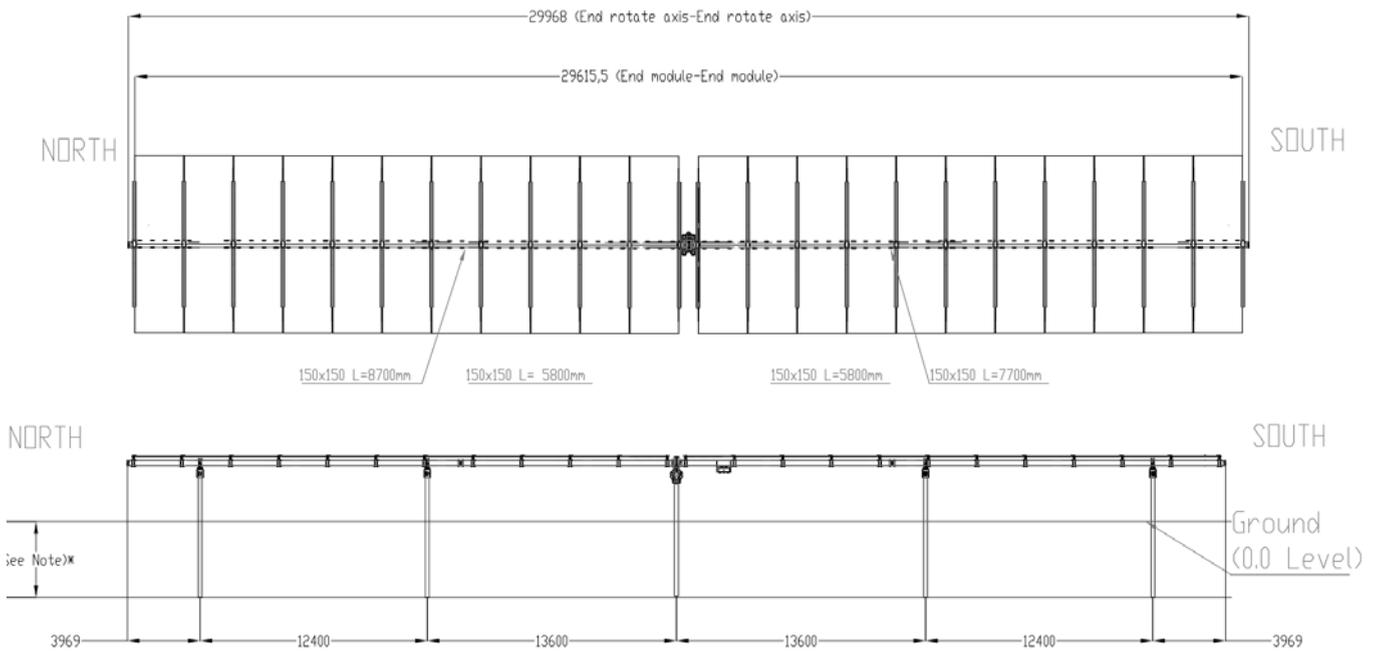
- TRACKER 2*22 = Dimensione (L) 29,968 m x 4,768 m x (H) max. 4,751 m (tipo1)/6,160 m (tipo2);
- TRACKER 2*10 = Dimensione (L) 14,081 m x 4,768 m x (H) max. 4,751 m (tipo1)/6,160 m (tipo2);
- Componenti meccaniche della struttura in acciaio: 5 pali (di solito alti circa 2,5 m compresi le fondazioni) e 6 tubolari quadrati (le specifiche dimensionali variano a seconda del terreno e del vento e sono inclusi nelle specifiche tecniche stabilite durante la progettazione preliminare del progetto). Supporto del profilo Omega e ancoraggio del pannello;
- Quadri elettronici di controllo per il movimento (1 scheda può servire 10 strutture). Motori (elettrico lineare - mandrino - attuatore);
- La distanza tra i tracker (I) verrà impostata in base alle specifiche del progetto al fine di ottenere il valore desiderato GCR e rispettare i limiti del progetto, poiché il tracker è indipendente dalle file, non ci sono limitazioni tecniche. Nel progetto specifico la distanza tra i tracker è stata imposta pari a 9 metri;
- L'altezza minima da terra (D) è 0,5 m;



CONFIGURAZIONE TIPO - TRACKER 2*22 -

Tracker at 0° tilt angle (Horizontal position)

2x22 Configuration



CONFIGURAZIONE TIPO - TRACKER 2*10 -

Tracker at 0° tilt angle (Horizontal position)

2x10 Configuration

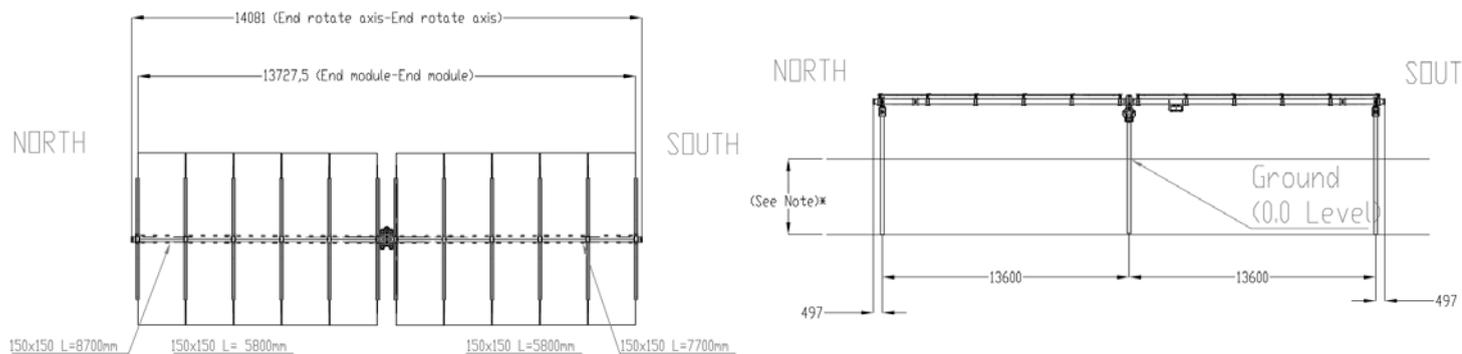


Figura 11b: Dimensioni e tipologia di tracker

6.2.1 Durata e trattamento protettivo dei componenti in acciaio

Tutte le parti in acciaio saranno galvanizzate in base alle condizioni ambientali del sito per raggiungere una durata di vita prevista di 25 anni.

Categorie Ambientali	Possibilità di corrosione	Tipo di ambiente	Perdita di coating $\mu\text{m}/\text{year}$
C ₁	Molto basso	Interno: secco	0.1
C ₂	Basso	Interno: condensazione occasionale Outdoor: area rurale	0.7
C ₃	Medio	Interno: umidità Outdoor: area urbana	2.1
C ₄	Alto	Interno: piscine, impianti chimici Outdoor: atmosfera industriale o marina	3.0
C ₅	Molto Alto	Outdoor: atmosfera salina marina area industriale con climi umidi	6.0

Tabella 1: Driven Pile.

6.3 Driven Pile

Il supporto post guidato non richiede fondamenta con cemento, salvo il terreno non lo richieda. Il palo è un profilo in acciaio omega per massimizzare la superficie di contatto con il terreno, la profondità dipende dal tipo di terreno. Una tipica flangia di 5 cm viene utilizzata per pilotare il montante con un driver che dovrebbe avere una guida per mantenere la direzione di inserimento entro le tolleranze minime.

6.3.1 Dopo la testa palo

Il kit di componenti post-testa può essere installato direttamente sui pilastri di fondazione guidati senza saldature sul posto. In conformità con i vincoli ambientali più rigorosi, questa soluzione elimina la necessità di fondazioni in calcestruzzo, che riduce anche i tempi di costruzione.

6.3.2 Aggiustamenti e sistemazione degli errori

Gli errori di installazione dei pali di fondazione vengono recuperati dalle teste dei pali, dai cuscinetti sferici e dai tubi di torsione. La soluzione ha un componente che fornisce sia la rotazione del movimento che la regolazione dell'allineamento della posizione. Ciò è possibile grazie a un cuscinetto a strisciamento sferico (simile ai componenti utilizzati nei sistemi di attuazione industriale) incorporato in un "sandwich" che collega i montanti di fondazione alle traverse principali. La fondazione a palo guidato è diventato uno standard nel campo del fotovoltaico. Più facilmente costruiti rispetto a quelli con viti di fondazione, questi rinunciano all'uso del calcestruzzo, che è stato vietato da molte normative locali e nazionali. Tuttavia, i pali guidati sono altrettanto facili da rimuovere come le viti di fondazione. Un'installazione di questo tipo ha qualche errore di posizionamento intrinseco, specialmente quando il post-head è a più di un metro dal suolo. Il post-head ha fori per viti per ottenere una posizione di montaggio che compensa l'errore di posizionamento post, ripristinando così l'inclinazione est-ovest. Gli snodi sferici consentono il recupero dell'inclinazione Nord-Sud. Il collegamento alle traverse con morsetti riduce la distanza tra i montanti e non richiede ulteriori fori nelle travi stesse. Si possono tollerare i seguenti errori di installazione, anche se si verificano contemporaneamente:

a) ± 20 mm di errore in altezza

Dal punto esatto del palo che conduce al punto di allineamento ideale considerando gli altri poli nella struttura del tracker:

b) ± 20 mm di errore Nord/Sud

c) ± 20 mm di errore Est/Ovest

d) $\pm 2^\circ$ di errore in inclinazione, confrontando con la linea verticale ideale (angolo di guida).

Questo errore estende la tolleranza totale quando viene aggiunto al precedente (vedere il punto b).

e) $\pm 5^\circ$ di errore in rotazione, confrontando con la linea verticale ideale che allinea tutte le flange degli altri poli nella struttura completa del tracker.

Tutta la tolleranza sopra può essere accettata anche in aggiunta alle seguenti condizioni non ideali del terreno:

- Classificazione del terreno: $\pm 3^\circ$ Nord / Sud (facoltativamente fino a $\pm 8,5^\circ$) - Nessuna limitazione Est / Ovest;
- Non uniformità puntuale del suolo: ± 100 mm.

6.3.3 Scheda di Controllo Auto-Configurante

Una scheda di controllo è stata specificamente progettata per semplificare il più possibile il processo di installazione. Al momento dell'accensione iniziale, la fase di attivazione e messa in servizio è semplificata dal riconoscimento automatico della posizione e dell'ora del sistema; anche il tracciamento inizia automaticamente. Inoltre, a seguito di un guasto di rete, il sistema è in grado di ripristinare l'angolo di tracciamento ottimale. All'accensione iniziale, la scheda di controllo guida l'installatore (tramite l'interfaccia PC) attraverso i passaggi per calibrare i parametri del motore. Inoltre, il GPS integrato acquisisce automaticamente la posizione dell'impianto, la data e l'ora. Tali informazioni, insieme agli algoritmi dell'orologio astronomico, sono sufficienti per identificare e tracciare correttamente la posizione del sole. Il GPS è sempre attivo e aggiorna continuamente le informazioni; quindi, gli errori di installazione dell'impianto non possono compromettere il corretto monitoraggio. Per le sue caratteristiche, la scheda di controllo è autonoma e quindi non richiede un'unità di controllo a livello di impianto per il funzionamento. I malfunzionamenti vengono segnalati tramite una spia, un contatto privo di tensione o tramite comunicazione wireless. Il sistema è dotato di pad di controllo locale per i comandi manuali.

CARATTERISTICHE AMBIENTALI

- Temperatura operativa Ampio intervallo $-10^{\circ}\text{C} + 50^{\circ}\text{C}$ (intervallo di temperatura esteso disponibile);
- Altitudine operativa $<2000\text{ m slm}$ (intervallo di altitudine esteso disponibile);
- Raffreddamento naturale senza ricambio d'aria esterno;
- Le attrezzature all'aperto sono isolate di classe II;
- Le attrezzature all'aperto sono protette dai raggi UV.

6.3.4 Gestione attuatore lineare

Un motore CA con attuatore lineare è installato su ciascuna struttura, ottenendo un livello superiore di affidabilità rispetto ai motori DC commerciali. Ogni SKC alimenta fino a 10 motori utilizzando un cavo standard a 7 poli. Quando il motore si guasta, una porzione non significativa del campo solare viene messa fuori servizio. Sostituire questo motore non è così complicato come sostituire i motori pesanti tracker multi-fila. Inoltre, il movimento meccanico dei sistemi a linea singola non implica che il problema diventi abbastanza rigido a causa dei fenomeni atmosferici. I sistemi a linea singola non sono soggetti a ostruzioni spostando veicoli e tecnici.

Il sistema con 1 quadro di controllo e 10 attuatori lineari consente il passaggio dei cavi elettrici attraverso condotte sotterranee. In caso di guasto, la scheda di controllo viene sostituita in soli 20 secondi.

6.3.5 Tabella tempi assemblaggio stimata del tracker

Grazie al suo design specifico, i Tracker in progetto sono stati studiati per garantire i massimi benefici durante la fase di installazione. Il design modulare e leggero consente di ridurre al minimo l'utilizzo della macchina, sia per il trasporto che per la logistica del sito, inoltre i tracker non implicano l'impiego di attrezzi speciali durante il montaggio. L'attuatore lineare esterno e la scheda di controllo auto configurante accelerano le operazioni di assemblaggio, messa in servizio e manutenzione. Nelle tabelle di seguito sono riportati i tempi medi di installazione riassunti suddivisi in attività principali, in base alla rivelazione reale sul sito.

Attività	(ore uomo / tracker)	(ore uomo / MWp)
----------	----------------------	------------------

Installazione Meccanica

Ramming of Foundation Posts	0,42	31,08
Assembly of simple piles Bracket Assembly	0,83	61,05
Motor Pile Bracket Assembly	0,25	18,50
Finished Bracket Alignment Tolerance	0,17	12,58
Mechanical Saddles Assembly over post-heads	0,76	55,94
Linear Actuator Assembly	0,25	18,50
Torque tube laying over mechanical saddles	0,66	48,84
Torque tube enclosure with Mechanical Ties	0,50	36,63
PV Mounting Rail installation	2,49	184,53

Conessioni elettriche

Tracker controller complete wiring	0,33	24,42
------------------------------------	------	-------

Installazione Moduli

PV module installation: rivets	0,61	45,39
PV module installation: bolts	1,67	123,33

SUMMARY TIMETABLE OF TRACKER INSTALLATION

Tracker in Elevation Part Mechanical Assembly (no pile ramming, no electrical wiring, no modules mounting)	5,90	436,58
Tracker Mechanical Assembly including Pile Ramming	6,32	467,66
Complete Mechanical Installation including PV modules (fixing with Rivets)	6,93	513,04
Complete Mechanical Installation including PV modules (fixing with Bolts)	7,99	590,99
Complete Electrical and Mechanical Installation including PV modules (PV Modules fixed with Rivets)	7,26	537,46
Complete Electrical and Mechanical Installation including PV modules (PV Modules fixed with Bolts)	8,32	615,41

6.4 SPECIFICHE TECNICHE "PROGETTO"

6.4.1 SPECIFICHE ELETTRICHE

Le strutture sono azionate da attuatori lineari elettrici. Sono disponibili due tensioni di alimentazione: 240 V, monofase, 60 Hz (elencato UL) o 230 V, 50 Hz (elencato CE e UL). Il controllo del motore è temporizzato per ridurre al minimo l'usura.

Tracking Angle	± 60°
Control Type	Astronomical Clock (no sensors required)
Tracking Error	± 2°
Control System Architecture	Operation with 1 electronic control board for 10 trackers with built-in GPS for automatic acquisition of astronomical clock parameters.
Motor	Timed motor control to minimise wear
Control board for 10 motors	<ul style="list-style-type: none">• RS232 diagnostic interface with PC management software• Alerts via voltage-free contact• Anemometer input (modules return to horizontal position in the event of strong winds)
<u>Max electric consumption</u>	<u>< 0.03 kWh/day per tracker</u>

Limiti di velocità del vento e sistema difensivo:

- I valori di impostazione effettivi per la velocità del vento massima saranno conformi alle Norme e agli standard nazionali o applicabili.
- Tempo di andare in posizione di riposo: meno di 90 secondi.
- Velocità del vento per attivare il meccanismo di stivaggio: in accordo con le specifiche del tender e secondo l'ipotesi concordata nello sviluppo dei calcoli strutturali (valore predefinito: 20 m/s).

6.4.2 MANUTENZIONE

- Gli attuatori elettrici non richiedono manutenzione o lubrificazione.
- Autodiagnosi di fine giornata segnalata tramite contatto di commutazione e cicalino.
- Durata prevista del motore: 30 anni.
- Durata della barriera zincata prevista: 25 anni.

6.4.3 ALTRE CARATTERISTICHE

- Compatibile con la Direttiva Macchine 2006/42 / CE;
- Elenco CE;
- Sia la versione 50Hz che quella a 60 Hz sono elencate UL;
- Tutti i componenti di controllo del rilevamento sono certificati TÜV SÜD;
- Installazione, messa in servizio e manutenzione semplici che non richiedono attrezzature speciali; le istruzioni guidano l'installatore attraverso tutte le fasi; il software di interfaccia fornito di serie consente la diagnostica del sistema;
- Brevetti RM2007A000683 e PD2012A0, brevetto internazionale PCT / IB2013 / 054425.

7. SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI

7.1 Inverter, Cabine Inverter e trasformatori

Gli inverter saranno posizionati in un box ad alloggiare tutti gli elementi dell'inverter centralizzato selezionato, e descritto in dettaglio nel datasheet allegato. Dimensioni e caratteristiche delle cabine sono riportate nella tavola relativa allegata. Si è scelto di adottare una soluzione centralizzata e compatta della Elettronica Santerno, che offre numerosi vantaggi tra cui la modularità. Si sottolinea che essendo molto rapida l'evoluzione della tecnologia e del mercato degli inverter e dei trasformatori, la soluzione indicata potrà cambiare in fase esecutiva, ad esempio potranno essere utilizzati anche inverter Siemens, Power Electronics, Sungrow ecc.

Le Elettronica Santerno sono stazioni complete "*chiavi in mano*" per la conversione dell'energia FV prodotta da grandi impianti solari in energia elettrica ceduta alla rete MT del distributore. Grazie alla flessibilità delle varie taglie di potenza e alla estrema semplicità di allaccio e messa in servizio esse garantiscono tempi di installazione estremamente rapidi e veloci.

Le ELETTRONICA SANTERNO sono disponibili in diverse taglie di potenza, quelle utilizzate nel progetto sono da 2.000 kW (potenza massima AC). Sono in grado di massimizzare l'efficienza e il rendimento del parco solare grazie anche all'utilizzo di inverter centralizzati con architettura modulare della potenza.

PECULIARITÀ

- ✓ Flessibilità e scalabilità di configurazione;
- ✓ Vasta e completa gamma di potenza;
- ✓ Realizzata e collaudata direttamente in fabbrica per ridurre i tempi di installazione ed evitare l'assemblaggio in impianto;

- ✓ Massima efficienza e produzione di energia grazie a inverter con MPS;
- ✓ Gestione differenziata del generatore fotovoltaico e suddivisione ottimizzata in sottocampi;
- ✓ Progettata in maniera tale da poter essere facilmente mantenuta periodicamente grazie alla facile accessibilità di tutti i dispositivi installati;



Figura 12: vista esterna stazioni Santerno.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

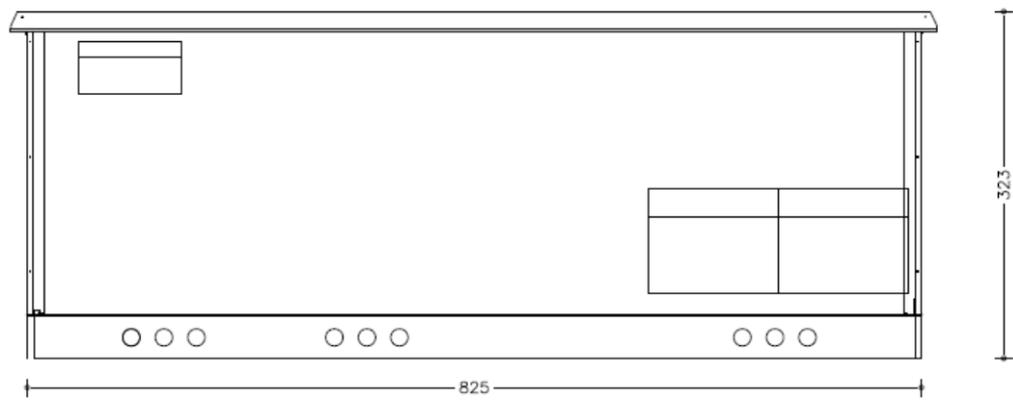
- *Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 0-21 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)*
- *Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.*
- *Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.*
- *Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 0-21 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale.*
- *Conformità marchio CE.*
- *Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).*
- *Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili.*
- *Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.*
- *Efficienza massima $\geq 90\%$ al 70% della potenza nominale.*

Main features			
Model	SUNWAY STATION 1800 1500V 640 LS		
Inverter	1 x SUNWAY TG 1800 1500V TE 640 STD		
Number of independent MPPT	2		
Rated output frequency	50 Hz / 60 Hz		
Power Factor @ rated power	1 - 0.9 lead/lag		
Maximum operating altitude ⁽²⁾	4000 m a.s.l.		
Maximum value for relative humidity	100% condensing		
Input (DC)			
Max. Open-circuit voltage	1500 V		
PV Voltage Ripple	< 1%		
Maximum DC inputs fuse-protected	7 (with DC fuses on both poles)		
Maximum short circuit PV input current	1500 A		
Output (AC)			
Ambient Temperature	25 °C	45 °C	50 °C
Rated output current, LV side	1800 A	1600 A	1500 A
Rated output power, LV side	1995 kVA	1774 kVA	1663 kVA
Power threshold	< 1% of Rated AC inverter output power		
Total AC current distortion	≤ 3 %		
Rated AC voltage, MV side	6 to 24 kV (up to 30 kV on request)		
Connection phases, MV side	3Ø3W		
Inverter efficiency - LV side ⁽³⁾			
Maximum / EU/ CEC efficiency	98.5% / 98.2 % / 98.0%		
MV transformer			
Type	Cast resin (standard) / Oil (available as option)		
Transformer rated power	Up to 2000 kVA		
Fuse protection	Yes		
Temperature control	Yes		
Oil pressure control ⁽⁴⁾	Yes		
MV Cabinet			
Type	Compact SF6 for secondary distribution		
Standard Configuration ⁽⁶⁾	R+CB (Input Line + Transformer Protection by Circuit Breaker)		
Insulation Class	17.5 / 24 / 36 kV (Others available)		
Dimensions and weight ⁽⁵⁾			
Cabinet Dimensions (WxHxD)	8250 x 3230 x 2400 mm (for reference)		
Overall Weight	23000 kg (for reference)		

Figura 13: caratteristiche stazioni Santerno.

Layout

PROSPETTO POSTERIORE / BACK VIEW



PROSPETTO FRONTALE / FRONT VIEW

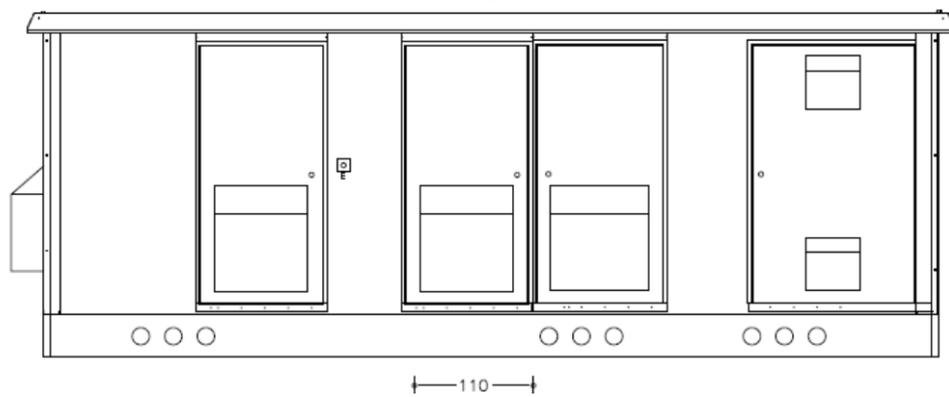


Figura 14: viste prospettive stazioni Santerno.

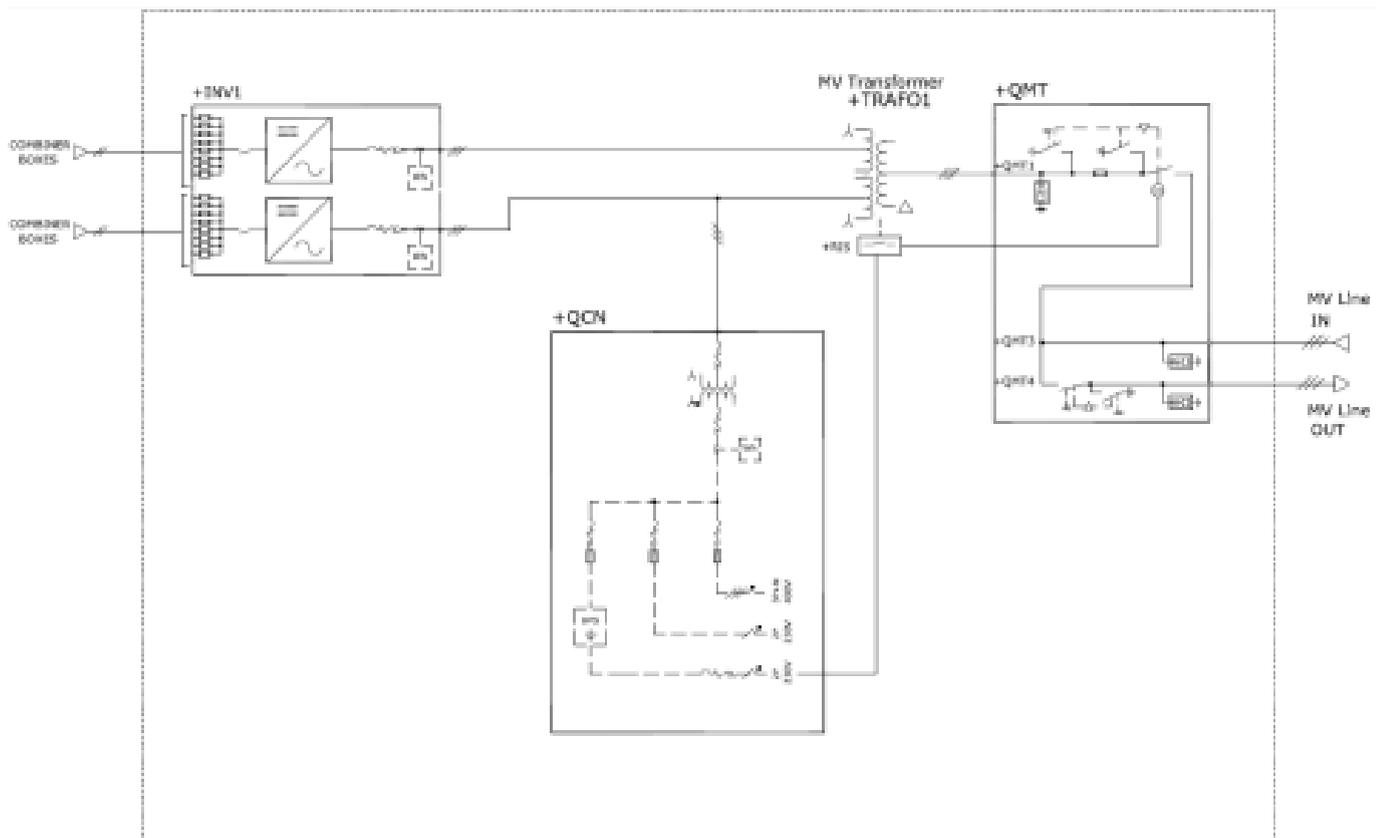


Figura 15: schema a blocchi dei collegamenti elettrici delle stazioni Santerno.

Saranno realizzate n° 12 cabine elettriche per la conversione DC/AC e per l'elevazione della potenza a media tensione 20 kV. Esse saranno del tipo container 20' ISO colore bianco, in metallo, delle dimensioni di **6,1 x 2,5 x 2,76 metri** di altezza fuori terra e saranno posizionate su una platea di fondazione in cls armato dello spessore di 10 cm e finitura in pietrisco stabilizzato. All'interno di ciascuna cabina inverter sono presenti oltre all'inverter stesso, i dispositivi di protezione in bassa tensione del convertitore, il quadro servizi ausiliari con relativo trasformatore da 8,4 kVa, il trasformatore bt/MT 20/0,55 kV, Vcc>6,75, Dyn11 in AN-Resina da 2250 kVA @50°C – 2500 kVA @35°C, ed i quadri di media tensione MT con i rispettivi scomparti di protezione trafo e di linea. I quadri elettrici BT e MT saranno completi di tutte le apparecchiature di protezione, comando e controllo. Ogni trasformatore sarà trifase a due avvolgimenti con isolamento in resina, raffreddato ad aria e calcolato per un servizio continuativo. Essi saranno conformi al regolamento europeo N. 548/2014. Saranno utilizzati dei trasformatori conformi allo standard italiano CEI 0-16. Secondo il paragrafo 8.5.13 di questo standard, esiste un limite alla connessione di rete a 20 kV per trasformatori di media tensione (MVT), definito con una potenza del trasformatore di 2000 kVA e una tensione di corto circuito Vcc del 6%. Classi di potenza più elevate sono consentite in caso di utilizzo di impedenze di corto circuito più elevate e personalizzando la regolazione della protezione di massima corrente, secondo il paragrafo 8.5.13. Le protezioni saranno comunque rese conformi all'Allegato F della CEI 99-4.

MVPS	DC Voltage	MVTpower	AC Voltage	Vcc
2500	1500 V	2250 kVA @ 50°C 2500 kVA @ 35°C	20 kV	> 6.75%

La CEI 0-16 par. 8.5.14, qualora si installino trasformatori per una potenza complessiva superiore a tre volte il limite di 2000 kVA, prescrive di prevedere opportuni dispositivi al fine di evitare la contemporanea energizzazione di quei trasformatori che determinano il superamento delle limitazioni suddette. Tali dispositivi devono intervenire in caso di mancanza di tensione superiore a 5 s e provvedere alla rienergizzazione dei trasformatori secondo quantità complessive non superiori ai limiti sopra determinati, con tempi di rientro intervallati di almeno 1 s. Sarà realizzata una cabina utente di raccolta, posta in prossimità della cabina di consegna e di trasformazione in alta tensione. All'interno di detta cabina utente è installato il dispositivo di protezione generale e di interfaccia previsto dalla CEI 0-16 ed il contatore di energia prodotta. Tale cabina sarà del tipo in calcestruzzo armato vibrato con fondazione di tipo prefabbricato in c.a.v., come da disegno allegato. Le dimensioni di detta cabina saranno di **8,2 x 2,48 x 2,76 m** fuori terra e sarà posizionata su una platea di fondazione in cls armato dello spessore di 10 cm e finitura in pietrisco stabilizzato. I quadri di MT saranno isolati in SF6 a

comando motorizzato per le protezioni 24 kV 630A 16 kA ed a comando manuale 24 kV 630A 16 kA per le linee.

In fase esecutiva le dimensioni delle cabine potrebbero recare leggeri scostamenti in funzione dell'evoluzione del mercato e delle eventuali mutate specifiche tecniche del distributore, salvo il rispetto degli ingombri di superficie e volumetrici totali rappresentati nel progetto depositato.

7.2 Sistemi di Accumulo ESS

In un'ottica di efficientamento degli impianti e degli investimenti, il progetto prevede la realizzazione di un **sistema di accumulo agli ioni di litio con 12,0 MW (1.200 kW per ciascun inverter) di potenza e con una capacità di circa 41,184 MWh (4.184 kWh per ciascun inverter)**. I sistemi di accumulo collegati alla rete consentono l'integrazione di grandi quantità di energia rinnovabile intermittente nella rete pubblica garantendo al contempo la massima stabilità della rete.

Sono progettati per compensare le fluttuazioni della generazione di energia solare e per offrire servizi completi di gestione della rete, ad esempio il controllo automatico della frequenza. I sistemi di accumulo sono composti da batterie al LITIO, alloggiati in container standard ISO 20'. Essi sono previsti con funzione bidirezionale, per poter caricarsi sia tramite l'impianto fotovoltaico, sia tramite connessione alla RTN, mediante gli inverter cui sono connessi. Ciascun generatore ha il proprio inverter ed ESS.

Essi sono in **configurazione Lato produzione DC bidirezionale, con capacità di accumulo pari 4.184 kWh, per ciascun generatore fotovoltaico, pari a un totale di 41.184 kWh ed una Potenza Nominale Complessiva pari a 12.000 kW.**



UNITA' DI ACCUMULO

L'unità di accumulo è una soluzione modulare ad alta densità costruita in fabbrica e testata per la minimizzazione del rischio di progetto, l'abbreviazione delle tempistiche e la riduzione dei costi di installazione. L'unità di accumulo è progettata per raggiungere una densità di energia principale minimizzando l'ingombro. L'unità di protezione bilancia attivamente la sicurezza, la durata e le prestazioni di ciascuna batteria, prolungando la durata della stessa fino al 15% e riducendo le correnti di guasto fino a 5 volte. Il sistema modulare offre molteplici opzioni di installazione e cablaggio incluso pad o pier ed è configurato per ridurre al minimo i costi di funzionamento e manutenzione (O&M) per tutta la durata del progetto in considerazione di tutte le condizioni climatiche grazie al sistema di raffreddamento ad alta efficienza.

INTEGRAZIONE ELETTRICA

- Disconnessione DC, assistenza
- Strumenti di potenza ausiliaria
- Pacchetto opzionale per DC combinato a PV
- Foro di entrata inferiore e anteriore opzionale

INVOLUCRO

- Configurazione compatta per riduzione ingombri
- Lunga durata
- Sistema raffreddamento
- Idoneo per tutte le condizioni climatiche

UNITA' BATTERY BLADE

- Unità protezione integrata
- Dispositivo di disconnessione integrato
- Doppia tecnologia digitale per gestione ciclo di vita
- 1500V classe con ridotti cavi, fusibili e interruttori
- Celle agli ioni di litio per massimizzare ciclo di vita

UNITA' PROTEZIONE (BPU)

- Regolazione attiva della stringa per aumentare la durata fino al 15%
- Riduzione delle correnti di guasto fino a 5 volte
- Sistema abilitazione porte DC per integrazione diretta PV
- Sostituzione sicura dei singoli moduli
- Riduzione livello NFPA PPE da HRC4 a HRC2



NB Le indicazioni dei moduli fotovoltaici, degli inseguitori, del sistema di accumulo, ecc sono puramente indicative e saranno definite nel dettaglio in fase esecutiva laddove si valuterà la disponibilità sul mercato di detti componenti.

7.3 String box e Quadri di sottocampo

I Combiner box previste sono cassette di controllo intelligente (SMART) che consentono la misura della corrente di ogni singola stringa in ingresso dal generatore solare e permettono di realizzare in uscita il parallelo di tutte stringhe di moduli FV ad essi collegate. Questi prodotti, altamente performanti, implementano la misura delle correnti mediante trasduttori ad effetto Hall e favoriscono una puntuale localizzazione delle problematiche del campo FV minimizzando i tempi di mancata produzione ed agevolando l'intervento mirato e tempestivo del Service. Ogni cassetta è equipaggiata con protezioni a varistori SPD contro le sovratensioni; il sezionatore in uscita ed i portafusibili in ingresso permettono di isolare il singolo sotto-campo FV o le singole stringhe dal resto dell'impianto, consentendo agli operatori di lavorare in piena sicurezza. Grazie a questi prodotti ad avanzata tecnologia è anche possibile gestire tutti i sistemi di comunicazione del campo fotovoltaico. Il monitoraggio dello sbilanciamento delle correnti (miss-matching) è integrato e disponibile all'interno della logica di controllo di questi inverter. Grazie alle cassette di campo è possibile infine dialogare, mediante il protocollo MODBUS INTEGRATO, con tutti i sistemi di comunicazione presenti sul mercato. La flessibilità è prima di tutto.

7.4 Collegamenti elettrici e cavidotti

La connessione in serie dei moduli fotovoltaici dovrà essere effettuata utilizzando i connettori multicontact pre-installati dal produttore nelle scatole di giunzione poste sul retro di ogni modulo. I cavi dovranno essere stesi fino a dove possibile all'interno degli appositi canali previsti nei profili delle strutture di fissaggio. Per la distribuzione dei cavi all'esterno si devono praticare degli scavi (profondità non inferiore a 0,8 m per i cavi di media tensione su proprietà privata e pari ad almeno 1 metro su terreno pubblico) seguendo un percorso il più possibile parallelo a strade o passaggi. I cavi MT dovranno essere separati da quelli BT e i cavi BT separati da quelli di segnalazione e monitoraggio. Ad intervalli di circa 15/20 m per tratti rettilinei e ad ogni derivazione si interporranno dei pozzetti rompitratta (del tipo prefabbricato con chiusino in cemento) per agevolare la posa delle condutture e consentire l'ispezione ed il controllo dell'impianto. I cavi, anche se del tipo per posa direttamente interrata, devono essere protetti meccanicamente mediante tubi. Il percorso interrato deve essere segnalato, ad esempio colorando opportunamente i tubi (si deve evitare il colore giallo, arancio, rosso) oppure mediante nastri segnalatori posti a 20 cm sopra le tubazioni. Le tubazioni dei cavidotti in PVC devono essere di tipo pesante (resistenza allo schiacciamento non inferiore a 750N). Ogni singolo elemento è provvisto ad una estremità di bicchiere per la giunzione. Il tubo è posato in modo che esso si appoggi sul fondo dello scavo per tutta la lunghezza; è completo di ogni minuteria ed accessorio per renderlo in opera conformemente alle norme CEI 23-29.

Scavi

La posa dei cavi elettrici in BT e in MT è prevista interrata, tramite scavi a sezione ridotta e obbligata di profondità e di larghezza variabile secondo il numero di corde da posare, riportate in progetto. I cavi saranno posati nella trincea a “cielo aperto”. In fondo allo scavo verrà predisposto un letto di sabbia fine su cui poseranno i cavi, a loro volta ricoperti da un ulteriore strato di sabbia e da terreno di risulta dello scavo. Lungo il tracciato dei cavi sarà posato un nastro monitore in polietilene “Cavi Elettrici”, così come previsto dalle norme di sicurezza.

Canalizzazioni

I cavi elettrici di connessione lato DC, in BT, a servizio dei moduli fotovoltaici, saranno preintestati e posati a vista, vincolati alle strutture metalliche di sostegno ai moduli. Essi saranno posati direttamente interrati e calati nella trincea a cielo aperto. All'interno dei cavidotti realizzati con tubazioni in polietilene (HDPE) saranno posati i cavi elettrici utilizzati per i servizi ausiliari.

I cavi, lato corrente alternata, utilizzati per il collegamento tra uscita degli inverter, il quadro di parallelo e di protezione BT, ed il quadro di sezionamento MT saranno posti in opera all'interno di opportune canalizzazioni metalliche, posate a vista all'interno della cabina elettrica.

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame con le seguenti prescrizioni:

- ✓ Sezione delle anime in rame calcolate secondo norme CEI-UNEL/IEC
- ✓ Tipo N1VV-K e Tipo RG7H1(O)R

Inoltre, i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL. Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- ✓ Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- ✓ Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- ✓ Conduttore di fase: grigio / marrone
- ✓ Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con “+” e del negativo con “-” Come è possibile notare dalle prescrizioni sopra esposte, le sezioni dei conduttori degli impianti fotovoltaici sono sicuramente sovradimensionate per le correnti e le limitate distanze in gioco.

Con tali sezioni la caduta di potenziale viene contenuta entro il 2% del valore misurato da qualsiasi modulo posato al gruppo di conversione.

Si riportano di seguito i dati caratteristici delle singole linee elettriche.

Cablaggio: **Cavo di stringa – Quadri di campo**

Descrizione	Valore
Lunghezza di dimensionamento:	100 m
Circuiti di prossimità	18 x 10
Temperatura ambiente:	30°
Tabella:	CEI-UNEL 35024/1 (PVC/EPR)
Posa	17 - cavi unipolari con guaina sospesi a od incorporati in fili o corde di supporto
Disposizione:	Strato su scala posa cavi o graffato ad un sostegno
Tipo cavo:	Unipolare
Materiale:	Rame
Designazione:	H1Z2Z2-K
Tipo di isolante:	Guaina in mescola reticolata
Formazione:	2x(1x10)
N° conduttori positivo/fase:	1
Sez. positivo/fase:	10 mm ²
N° conduttori negativo/neutro:	1
Sez. negativo/neutro:	10 mm ²
N° conduttori PE:	
Sez. PE:	
Potenza	13,92 kW
Tensione nominale:	965 V
Corrente d'impiego:	13,83 A

Cablaggio: **Quadri di campo – Inverter**

Descrizione	Valore
Lunghezza di dimensionamento:	100 m
Circuiti di prossimità	20
Temperatura ambiente:	30°
Tabella:	CEI-UNEL 35024/1 (PVC/EPR)
Posa	1A - cavi unipolari in tubi protettivi circolari posati in elettrodotto
Disposizione:	Raggruppati a fascio, annegati
Tipo cavo:	Unipolare
Materiale:	Rame
Designazione:	N1VV-K
Tipo di isolante:	PVC
Formazione:	2x(1x50)
N° conduttori positivo/fase:	1
Sez. positivo/fase:	50 mm ²
N° conduttori negativo/neutro:	1
Sez. negativo/neutro:	50 mm ²
N° conduttori PE:	1
Sez. PE:	25 mm ²
Potenza	125,28 kW
Tensione nominale:	965 V
Corrente d'impiego:	41,49 A

Cablaggio: Inverter - Trasformatore

Descrizione	Valore
Lunghezza di dimensionamento:	5 m
Circuiti di prossimità	1
Temperatura ambiente:	30°
Tabella:	CEI-UNEL 35024/1 (PVC/EPR)
Posa	3A - cavi multipolari in tubi protettivi circolari posati su pareti
Disposizione:	Raggruppati a fascio, annegati
Tipo cavo:	Unipolare
Materiale:	Rame
Designazione:	N1VV-K
Tipo di isolante:	PVC
Formazione:	3x1x150+1x120
N° conduttori positivo/fase:	1
Sez. positivo/fase:	150 mm ²
N° conduttori negativo/neutro:	1
Sez. negativo/neutro:	120 mm ²
N° conduttori PE:	
Sez. PE:	
Potenza	2325 kW
Tensione nominale:	550 V
Corrente d'impiego:	2624 A

Cablaggio: Inverter - Cabina Utente

Descrizione	Valore
Lunghezza di dimensionamento:	Variabile per ognuna delle 12 cabine
Circuiti di prossimità	1
Temperatura ambiente:	30°
Tabella:	CEI-UNEL 35024/1 (PVC/EPR)
Posa	1A - cavi unipolari in tubi protettivi circolari posati in elettrodotto
Disposizione:	Raggruppati a fascio, annegati
Tipo cavo:	Unipolare
Materiale:	Rame
Designazione:	RG7H1(O)R
Tipo di isolante:	gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC.
Formazione:	3x1x95
N° conduttori positivo/fase:	1
Sez. positivo/fase:	95 mm ²
N° conduttori negativo/neutro:	
Sez. negativo/neutro:	
N° conduttori PE:	
Sez. PE:	
Potenza	2500 kVA
Tensione nominale:	20.000 V
Corrente d'impiego	75 A
	dove: An è la potenza apparente in kVA e U ₁ è la tensione nominale lato MT in kV.
	$I_1 = \frac{A_n}{\sqrt{3} \times U_1}$

Il cavo che collegherà la cabina utente a quella di trasformazione sarà di 300 mm².

SERVIZI AUSILIARI

L'impianto avrà anche dei servizi ausiliari composti essenzialmente dalle apparecchiature elettriche proprie alle cabine, quelle necessarie alla sorveglianza e al monitoraggio del parco stesso. Le principali apparecchiature da alimentare nelle cabine sono: illuminazione, monitoraggio impianto, ventilazione trasformatori, UPS, servizi inverter, telecamera, sensori anti-intrusione.

I servizi ausiliari saranno alimentati sia dall'impianto di produzione che da una nuova utenza in prelievo BT/400V dedicata esclusivamente all'alimentazione di tali servizi, nonché all'alimentazione dei motori per la movimentazione dei tracker, anch'essi considerati servizi ausiliari.

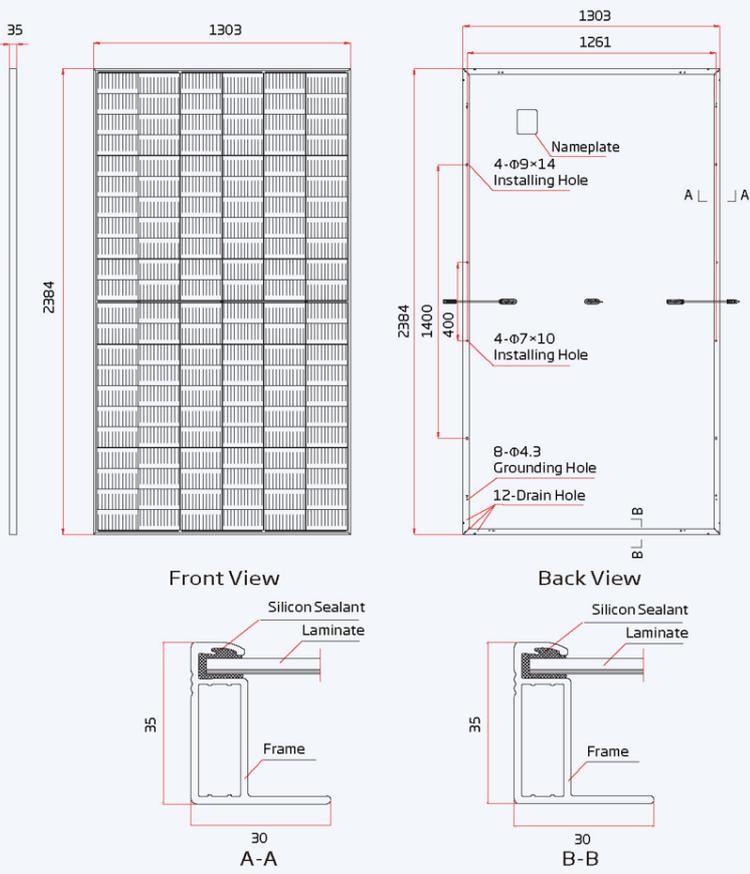
Per quanto riguarda la sorveglianza verranno installate diverse telecamere fisse che sorvegliano il perimetro dell'impianto, su ogni telecamera verrà installato un faro nella direzione della stessa che si accende solo in presenza di un allarme. Inoltre, si valuterà l'ipotesi di installare telecamere a sorveglianza dell'intero impianto. La protezione perimetrale include anche sistema anti-intrusione con sensori a micro-onde e infrarosso (opzionale) o eventuali altri sistemi con tecnologie diverse.

7.5 Moduli Fotovoltaici

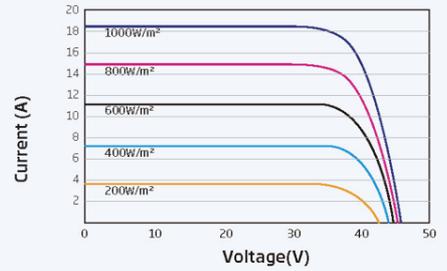
L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando moduli in silicio monocristallino con caratteristiche tecniche dettagliate nel datasheet allegato e potenza di circa **670 Wp**.

Ogni modulo dispone di diodi di by-pass alloggiati in una cassetta IP65 e posti in antiparallelo alle celle così da salvaguardare il modulo in caso di contro-polarizzazione di una o più celle dovuta ad ombreggiamenti o danneggiamenti. I moduli scelti sono forniti di cornice e con garanzia di una potenza non inferiore al 90% del valore iniziale dopo 10 anni di funzionamento ed all'84,8% dopo 25 anni. Ogni stringa di moduli sarà munita di diodo di blocco per isolare ogni stringa dalle altre in caso di accidentali ombreggiamenti, guasti etc. La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica. In fase esecutiva la marca e la tipologia dei moduli fotovoltaici potranno variare in relazione alla disponibilità nel mercato, fermo restando che non si eccederà il valore di superficie radiante totale del generatore fotovoltaico.

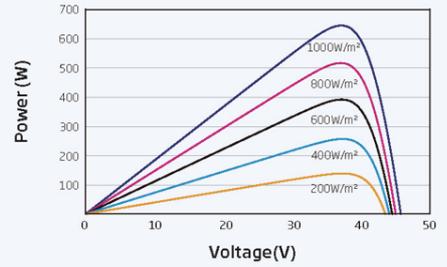
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



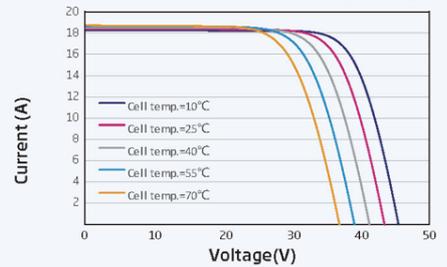
I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(650W)



I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	645	650	655	660	665	670
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.2	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.35	17.39	17.43	17.47	17.51	17.55
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	18.39	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62
Module Efficiency η_m (%)	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	488	492	496	500	504	508
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	34.8	34.9	35.1	35.3	35.4	35.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	14.05	14.09	14.13	14.17	14.22	14.26
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	14.82	14.86	14.89	14.93	14.96	15.01

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Weight	33.6 kg (74.1 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
Modules per 40' container: 558 pieces

7.6 Controllo e monitoraggio dell'impianto fotovoltaico

Per garantire un controllo continuo e immediato dello stato dell'impianto saranno installati sia un sistema di controllo remoto via web sia un apparato di monitoraggio ed immagazzinamento dei dati di funzionamento dell'impianto. Per i dettagli riguardanti il sistema di telecontrollo si rimanda all'Allegato Tecnico A.

Il sistema di controllo e monitoraggio permette per mezzo di un computer ed un software dedicato, di interrogare in ogni istante l'impianto al fine di verificare la funzionalità degli inverter installati con la possibilità di visionare le indicazioni tecniche (Tensione, corrente, potenza etc..) di ciascun inverter. È possibile inoltre leggere nella memoria eventi del convertitore tutte le grandezze elettriche dei giorni passati.

7.7 Impianto di antifurto

L'impianto sarà dotato di sistema TV a circuito chiuso a controllo remoto, completo di collegamenti con palo e plinto e barriere anti intrusione. Per i dettagli riguardanti il sistema di videosorveglianza si rimanda all'Allegato Tecnico A.

7.8 Cavi elettrici e cablaggio

I collegamenti elettrici lato DC dai moduli ai quadri di sottocampo, dai quadri di sottocampo ai quadri di campo, e dai quadri di campo agli inverter, verranno realizzati mediante l'utilizzo di cavi di adeguata sezione tale da garantire perdite complessive inferiori al 2% (come di seguito specificato). Inoltre, i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL, grado d'isolamento di 4 kV. Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone
- Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-".

I cavi sono dimensionati come precedentemente descritto nel paragrafo 5. "CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO".

7.9 Recinzione metallica

La recinzione sarà realizzata con reti metalliche, plasticate di colore verde a fili orizzontali ondulati, formate da fili zincati disposti in senso verticale ed orizzontale saldati tra loro. I sostegni saranno in acciaio zincato a caldo, infissi a terra. Si impianteranno barriere vegetali lungo tutta la recinzione perimetrale, per contenere l’impatto visivo indotto dall’opera, con piante sempreverdi, di facile attecchimento e mantenimento. Su tutta la recinzione perimetrale, inoltre, sono predisposti dei passaggi per gli animali attraverso l’impianto. Ciò ha come scopo quello di evitare l’interruzione della continuità ecologica preesistente e garantire così lo spostamento in sicurezza di tutte le specie animali. A livello di abbattimento degli impatti provocati sulla componente paesaggio, al fine di diminuire la percezione visiva dell’impianto, è prevista la posa di una barriera verde posta all’interno del campo tra la recinzione metallica ed i pannelli fotovoltaici, realizzata in parte con il reimpianto di esemplari già presenti in sito. L’essenza arborea che costituirà la barriera verde sarà del tipo ULIVI.



Figura 16: tipologie di essenze arboree che costituirà la barriera a verde

7.10 COMPATIBILITA' DELL'INTERVENTO CON IL DPR 01/08/2011 n. 151

Visto il DPR 01/08/2011 n. 151, l'impianto fotovoltaico non costituisce specifica attività soggetta agli obblighi stabili in materia di prevenzione incendi dal DPR 01/08/2011 n. 151.

Sull'impianto **non saranno installati**:

- componenti o impianti accessori come soggette agli obblighi di prevenzione incendi ai sensi del regolamento di cui al DPR 01/08/2011 n. 151.
- macchine elettriche fisse quale il trasformatore con presenze di liquido isolante combustibile in quantità superiore a 1 mc;
- gruppi elettrogeni alimentati a fluido combustibile di potenza superiore a 25 kW.

I trasformatori MT/bt saranno in resina.

Green T.HE
MT/BT IN RESINA

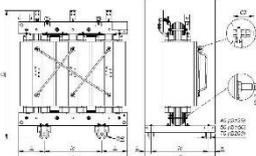
Impedimento armonico IEC 60076-11-41M5066-1
Potenza (kVA): 100-2500
Frequenza (Hz): 50
Regolazione: 0,1-2,5%
Gruppo a triangolo Dy11
Classe armonica del sistema isolante: 155 °C (0): 132 °C (0)
Sovratemperatura: 100/100K
Classe di impiego: F2-F7-F11 (certificato IEC 60076-2011)
Indicazione: sotto pressione 40%
Altre informazioni: See table IEC 11

Tensione Primaria (kV): 6-33-51, Classe di isolamento: 170kV, Bil: 60kV
Bil: 50 kV disponibile a richiesta in base di ordine, senza sovrapprezzo.
Tensione Secondaria a vuoto (kV): 0,4-10-15-20 (Classe di isolamento: 11 kV)

Tensione Primaria (kV): 10-15-25, Classe di isolamento: 172kV, Bil: 75kV
Bil: 50 kV disponibile a richiesta in base di ordine, con sovrapprezzo.
Tensione Secondaria a vuoto (kV): 0,4-10-15-20 (Classe di isolamento: 11 kV)

Tensione Primaria (kV): 20-22, Classe di isolamento: 240kV, Bil: 95 kV
Bil: 125 kV disponibile a richiesta in base di ordine, con sovrapprezzo.
Tensione Secondaria a vuoto (kV): 0,4-10-15-20 (Classe di isolamento: 11 kV)

Tensione Primaria (kV): 25-33, Classe di isolamento: 340kV, Bil: 170kV
Tensione Secondaria a vuoto (kV): 0,4-10-15 (Classe di isolamento: 11 kV)



Valori nominali di riferimento. Per la progettazione utilizzare il disegno costruttivo.
Per il calcolo dell'isolamento e delle dimensioni, si consiglia di utilizzare il catalogo tecnico
produttore e di riferimento del prodotto.

Prevedere di realizzare, su richiesta, protezioni con altre combinazioni di tensioni primarie
e secondarie.



CLASSE DI ISOLAMENTO 24 kV

S _n (kVA)	Sezione (Reg-48)	Codice	UK [%]	Tensione primaria [kV]	Tensione secondaria [V]	P ₀ [W]	P _k [W] a 120 °C	I ₀ [%]	I _{0k} [%]	Impedenza Acustica [dB (A)]	Lunghezza [A] (mm)	Lunghezza (B) (mm)	Altezza (C) (mm)	h-Interruttore ruote (mm)	R- diametro ruote (mm)	Peso [kg]	Tipe Box*
100	A0k	FB4AAGBA	6	20	800	280	1800	1,8	51		1250	600	1300	520	125	900	2
		FB4BAGBA	6	20	400	280	2050	1,8	51		1250	600	1250	520	125	900	2
160	A0k	FC4AAGBA	6	20	400	400	2600	1,6	54		1250	600	1360	520	125	1050	2
		FC4BAGBA	6	20	400	400	2900	1,6	54		1250	600	1300	520	125	1050	2
200	A0k	FD4AAGBA	6	20	800	450	2555	1,1	55		1350	600	1370	520	125	1200	3
		FD4BAGBA	6	20	400	450	3300	1,4	55		1350	600	1300	520	125	1200	3
250	A0k	FE4AAGBA	6	20	400	520	2400	1,2	57		1350	600	1430	520	125	1350	3
		FE4BAGBA	6	20	400	520	2800	1,2	57		1350	600	1350	520	125	1350	3
315	A0k	FF4AAGBA	6	20	800	615	2875	1,1	58		1350	750	1470	520	125	1450	3
		FF4BAGBA	6	20	400	615	4535	1,1	58		1350	750	1400	520	125	1450	3
400	A0k	FG4AAGBA	6	20	400	750	4300	1	60		1450	750	1530	520	125	1300	4
		FG4BAGBA	6	20	400	750	5500	1	60		1450	750	1570	520	125	1400	4
500	A0k	FH4AAGBA	6	20	800	900	5630	0,9	60		1450	750	1700	520	125	1800	4
		FH4BAGBA	6	20	400	900	6470	0,9	60		1450	750	1650	520	125	1800	4
630	A0k	FI4AAGBA	6	20	400	1100	7300	0,9	62		1550	850	1820	520	160	2150	5
		FI4BAGBA	6	20	400	1100	7600	0,9	62		1550	850	1820	520	160	2150	5
800	A0k	FJ4AAGBA	6	20	800	1300	8000	0,8	64		1550	850	1920	520	160	2550	5
		FJ4BAGBA	6	20	400	1300	9000	0,7	65		1650	1000	2000	520	160	3150	6
1250	A0k	FL4AAGBA	6	20	400	1800	13000	0,7	67		1750	1000	2180	520	160	3650	6
		FL4BAGBA	6	20	800	2200	13000	0,5	68		1900	1000	2360	520	160	4000	7
2000	A0k	FM4AAGBA	6	20	800	2800	16000	0,5	70		2000	1130	2320	1070	200	5550	7
		FM4BAGBA	6	20	400	3300	17000	0,4	71		2150	1310	2450	1070	200	6300	8
3150	A0k	FP4AAGBA	6	20	400	3800	20000	0,4	74		2300	1400	2560	1070	200	8300	8

* Per informazioni sui box, consultare pag. 15

In fase esecutiva la marca dei trasformatori potrà variare in relazione alla disponibilità nel mercato, fermo restando che non si utilizzeranno trasformatori con presenze di liquido isolante combustibile. **Il progetto NON è soggetto agli obblighi di prevenzione incendi ai sensi del regolamento di cui al DPR 01/08/2011 n. 151.**

7.11 DESCRIZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE

Il presente elaborato è relativo al progetto delle opere di connessione alla rete di distribuzione dell'energia elettrica esercita in media alta tensione dell'impianto di produzione da fonte solare sito nel comune di Termoli (CB). Nel documento sono descritte le caratteristiche generali delle opere necessarie per il collegamento alla rete di distribuzione locale in media alta tensione di un impianto di produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica di cui sopra avente potenza massima in immissione pari a 24000 kW.

L'istanza di autorizzazione è finalizzata all'ottenimento dell'autorizzazione e all'esercizio dell'impianto fotovoltaico di "STEFANA SOLARE S.r.l.", completo delle opere di connessione alla rete elettrica di distribuzione.

In conformità con quanto stabilito dal D.Lgs. 387/2003, art.12, comma 3, l'iter autorizzativo sarà unico e, se ottenuto, il provvedimento finale di rilascio dell'autorizzazione all'installazione ed all'esercizio dell'impianto fotovoltaico sarà comprensivo dell'autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio delle opere di rete (porzione di impianto compreso tra il punto di inserimento sulla rete esistente ed il punto di connessione e consegna).

Il Richiedente STEFANA SOLARE S.r.l., in conformità a quanto stabilito dal Testo Integrato delle Connessioni Attive, all'accettazione del preventivo si è avvalso della facoltà di:

- ✓ curare in proprio tutti gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative necessari per l'impianto di connessione;
- ✓ di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione che una volta completato e collaudato verrà ceduto ad TERNA S.p.A.

Nella Determina di autorizzazione dovrà pertanto essere espressamente indicato che l'autorizzazione della parte relativa all'impianto di rete sarà a favore di TERNA S.p.A. in quanto proprietario e gestore dell'impianto di rete stesso. Infatti una volta realizzati gli impianti di connessione entreranno a far parte della rete elettrica di distribuzione nazionale e saranno pertanto gestiti ed eserciti da TERNA S.p.A..

Per quanto sopra riportato, all'impianto di rete per la connessione non potrà essere imposto l'obbligo di ripristino dello stato dei luoghi in caso di cessazione dell'impianto di produzione.

Per l'autorizzazione alla costruzione e l'esercizio dell'impianto di rete per la connessione, dovranno essere acquisiti tutti i provvedimenti richiesti dalla legge ai fini della cantierabilità, tra i quali gli adempimenti richiesti dalla normativa statale, regionale e/o dai regolamenti locali.

L'impianto di rete per la connessione sarà pertanto:

- autorizzato a: STEFANA SOLARE srl all'interno dell'istanza di autorizzazione unica D.Lgs. 387/2003;
- costruito da STEFANA SOLARE srl e successivamente ceduto a TERNA S.p.A., come indicato nell'accettazione del preventivo di connessione;
- inserito nel perimetro delle rete di distribuzione nazionale; gestito ed esercito da TERNA S.p.A.
- La centrale di produzione di energia elettrica oggetto di intervento è così identificata:
- Codice pratica: 202100247
- Potenza in immissione richiesta (art. 1.1,dd del TICA) 24000kW;
- Potenza ai fini della connessione (art. 1.1,z del TICA) 24000 kW.

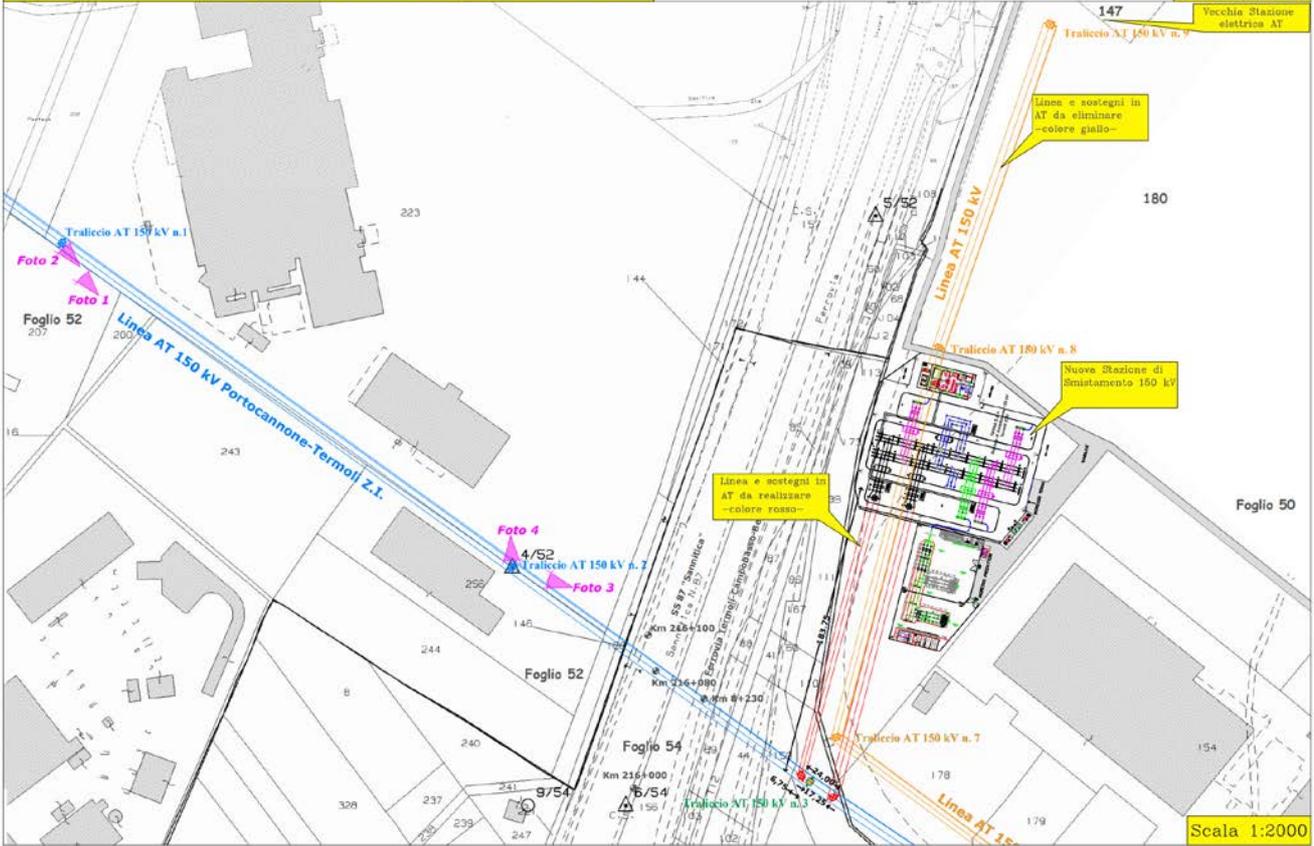
La nuova Stazione Elettrica 150 kV, di Termoli (CB) (dis. TAV. A11 : *"Pianta elettromeccanica generale e definizione delle distanze di sicurezza delle parti in tensione"*) sarà del tipo unificato TERNA con isolamento in aria e nella massima estensione sarà costituita da:

- ✓ n° 1 sistema a doppia sbarra;
- ✓ n° 2 stalli linea per entra esci della linea a 150 kV "Termoli Z.I.-Portocannone";
- ✓ n° 1stalli linea per connessione della produzione del centrale fotovoltaica della società STEFANA SOLARE srl
- ✓ n° 2 stalli per parallelo sbarre;
- ✓ n° 3 stalli disponibili.

Le opere, data la loro specificità, sono da intendersi di interesse pubblico, indifferibili ed urgenti ai sensi di quanto affermato dall'art.1 comma 4 della legge 10/91 e ribadito dall'art. 12 comma 1 del Decreto Legislativo 387/2003, nonché compatibili con la destinazione urbanistica dei suoli su cui insistono, come sancito dall'art. 12 comma 7 dello stesso D.Lgs 387/2003.

PLANIMETRIA Comune di TERMOLI Fogli n° 50-52-54

TAVOLA 1



NOTE DATI AMBIENTALI

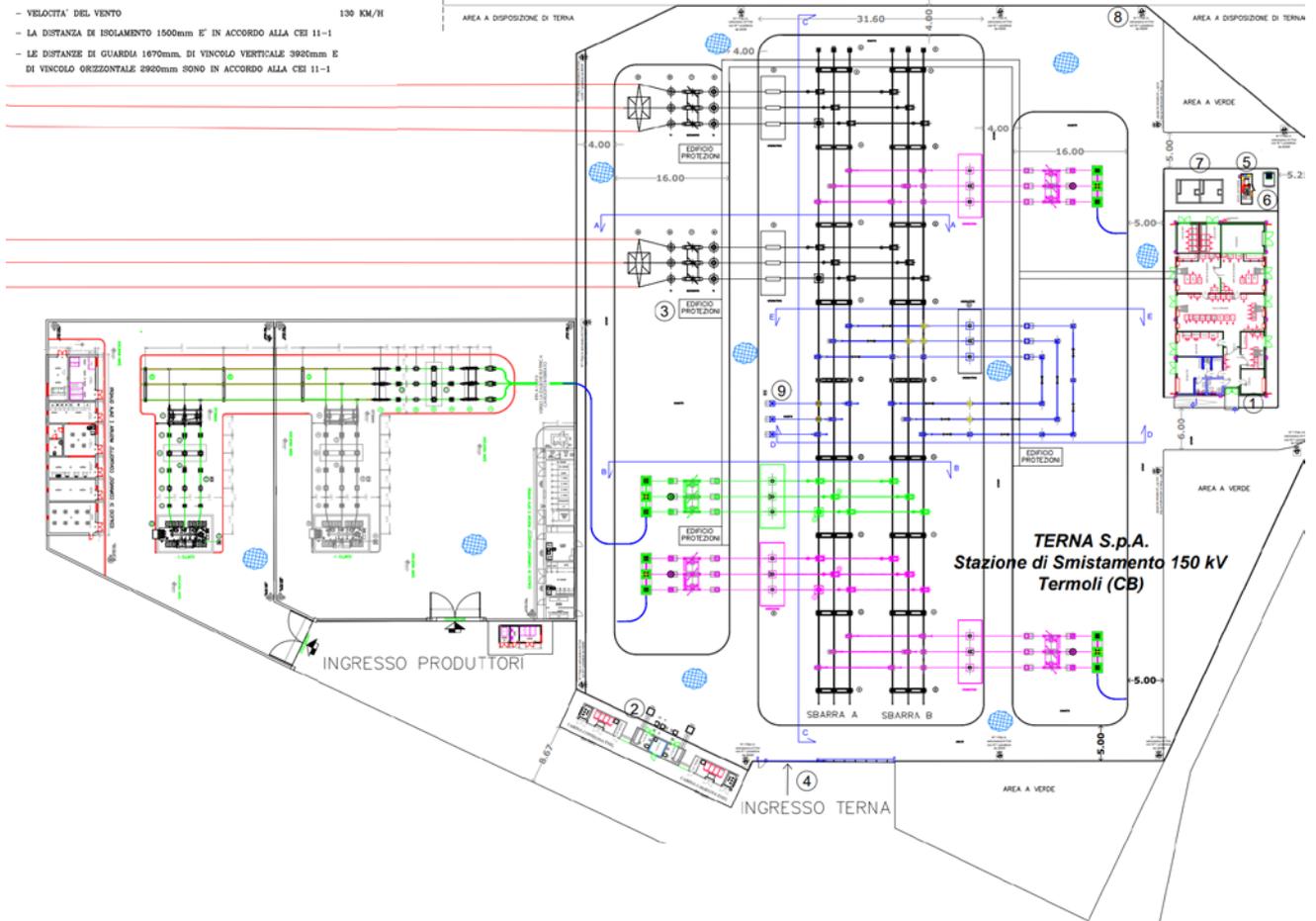
- CLIMA
- TEMPERATURA AMBIENTE
- UMIDITA' RELATIVA
- VELOCITA' DEL VENTO
- LA DISTANZA DI ISOLAMENTO 1500mm E' IN ACCORDO ALLA CEI 11-1
- LE DISTANZE DI GUARDIA 1670mm, DI VINCOLO VERTICALE 3920mm E DI VINCOLO ORIZZONTALE 2920mm SONO IN ACCORDO ALLA CEI 11-1

TEMPERATO
-25° + 40 °C
90%
130 KM/H



AREA A DISPOSIZIONE DI TERNA

PIANTA ELETTROMECCANICA GENERALE

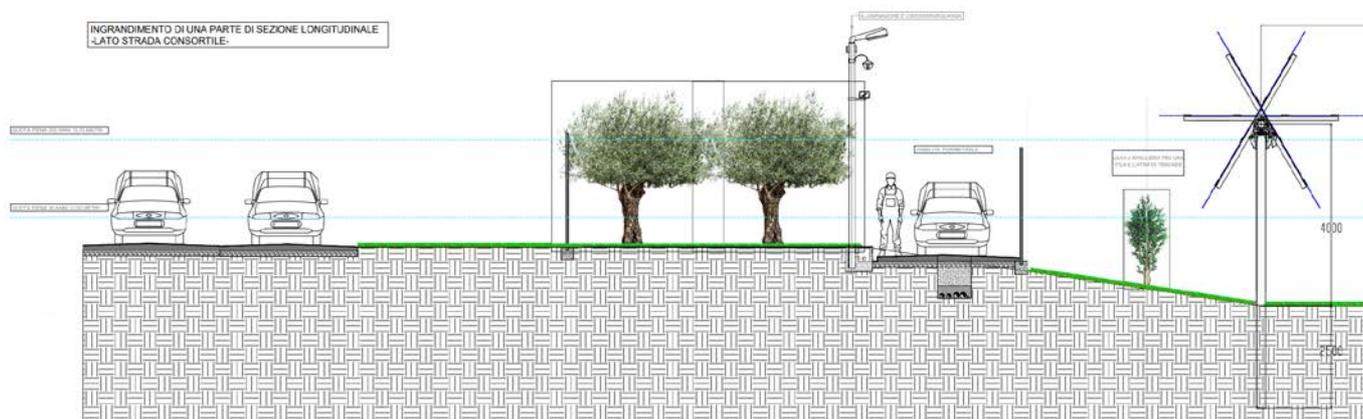


In tale contesto, le condizioni necessarie e sufficienti a permettere che l'impianto possa continuare ad esercire senza subire danni durante un evento di piena due centenaria e allo stesso tempo stesso non modificare l'attuale livello idrometrico, sono di seguito descritte:

1. *Posizionamento delle cabine inverter utente e di consegna ad un franco di sicurezza pari ad + 1,5 metri dalla Quota di livello di piena 200 anni s.l.m.;*
2. *Viabilità interna al campo fotovoltaico di minor utilizzo perimetrale al campo avente un franco di sicurezza pari a 0,5 metri dalla Quota di livello di piena 200 anni s.l.m.;*
3. *Posizionamento tubi di drenaggio nella viabilità interna al campo fotovoltaico di dimensione diametro da 60 cm (pari al livello di piena 200 anni) capaci di permettere l'ingresso e l'uscita della piena due centenaria senza cambiare le attuali condizioni;*
4. *Posizionamento degli inseguitori monoassiali ad un franco di sicurezza pari ad + 1 metro dalla Quota di livello di piena 200 anni s.l.m. rispetto alle parti elettriche come i quadri e i moduli fotovoltaici, utilizzando due tipologie di palo di infissione nel terreno;*
5. *Posizionamento della stazione elettrica di smistamento di TERNA SpA a quota centenaria pari a 13 metri sul livello del mare;*
6. *Prevedere l'assunzione di tutte le azioni previste dal Piano della protezione civile oltre che dai piani comunali di settore in caso di eventi di piena.*

Si riporta di seguito le sezioni dell'impianto con individuazione delle quote di piena trentennale e duecentennale, con riportate le tipologie impiantistiche utilizzate per i componenti principali dell'impianto fotovoltaico, i tracker e le cabine elettriche:

N.B. Uno o più sensori di livello saranno collegati all'elettronica dell'inseguitore solare che posizionerà lo stesso in posizione orizzontale in caso di allagamento dell'area, garantendo pertanto un franco di sicurezza.



Nel tratto caratterizzato con **pericolosità idraulica definita elevata (PI3)**, i tracker sono a 4 metri piano campagna

Gli assi di rotazione degli inseguitori saranno collocati fra 4,0 in zona (PI3) e 2,50 metri in zona (PI2) da terra e quindi ad un'altezza abbastanza elevata rispetto al piano di campagna, così come prescritto nella relazione idrogeologica, tanto da scongiurare eventuali danni in caso di allagamento dell'area. Le strutture di sostegno in acciaio avranno un interasse di 10 metri, lasceranno libero il terreno su cui saranno installati, fatta esclusione per i telai di supporto infissi nel terreno e disposti longitudinalmente rispetto allo sviluppo delle file.

L'adozione della soluzione a palo infisso senza fondazioni lascerà inalterato il grado di permeabilità del terreno, favorendo il drenaggio delle eventuali acque derivanti da fenomeni alluvionali.

Tutti i componenti sono esenti da manutenzione, inclusi l'attuatore lineare e il suo motore, che possiede **un grado di protezione dinamica IP66 (involucro protetto contro le ondate)**. I cuscinetti di rotazione sono composti da rulli in acciaio inossidabile con rondelle autolubrificanti. La struttura è collegata a terra attraverso il palo motorizzato.

I cavi elettrici, per il collegamento in parallelo delle stringhe fotovoltaiche, sono inseriti in canaline montate sulle strutture stesse e i vari collegamenti sono realizzati con elettrodotti interrati allo scopo di minimizzare l'impatto visivo, il tutto con caratteristiche di **classe di protezione dinamica IP66 (involucro protetti contro le ondate)**.

Si precisa che la riconversione dell'area industriale ex acciaieria, con la demolizione delle strutture edilizie presenti senza la loro ricostruzione comporta un notevole miglioramento rispetto alla pericolosità idraulica facendo diminuire le quote trentennali e duecentennali all'interno del lotto industriale.

Sulla scorta delle considerazioni sopra esposte, visti gli accorgimenti di natura tecnica e tecnologica che verranno applicati durante la realizzazione dell'impianto in oggetto, si ritiene di aver ottemperato alla riduzione della vulnerabilità rispetto alla pericolosità idraulica, nel rispetto delle prescrizioni imposte dall'art. 13 delle Norme di attuazione del Piano Strategico per l'Assetto Idrogeologico del Fiume Biferno (PAI approvato con DPCM del 19/06/2019) lettera b), per gli interventi che sono consentiti nelle aree a pericolosità idraulica alta PI3, che riguardino le ristrutturazioni edilizie di cui all'art. 3, comma 1, lettera d) del n. 380 del 06-06-2001 e s.m.i., ossia la realizzazione di interventi rivolti a trasformare gli organismi edilizi mediante un insieme sistematico di opere che possono portare ad un organismo edilizio in tutto o in parte diverso dal precedente. Tali interventi comprendono il ripristino o la sostituzione di alcuni elementi costitutivi dell'edificio, l'eliminazione, la modifica e l'inserimento di nuovi elementi ed impianti.

NORME ATTUAZIONE PAI: - Art.13 - Aree a pericolosità idraulica alta (PI3) -

“Nelle aree a pericolosità idraulica alta PI3, esternamente alla fascia di riassetto fluviale, oltre agli interventi ammessi all'art.12 sono consentiti i seguenti interventi:

a) interventi sui manufatti esistenti di restauro e risanamento conservativo come definiti dall'art. 3 comma 1, lettera c) del D.P.R. n. 380 del 06-06-2001 e s.m.i., senza aumentare la vulnerabilità dell'edificio (cambio di destinazione che aumenti il carico insediativo, aumenti di superfici e volumi, ecc.);

b) interventi di ristrutturazione edilizia come definiti dall'art. 3, comma 1, lettera d) del D.P.R. n. 380 del 06-06-2001 e s.m.i., senza aumentare la vulnerabilità dell'edificio, purché non riguardino parti di edificio con volumi interrati o seminterrati.

c) interventi di ristrutturazione urbanistica di cui all'art. 3, comma 1, lettera e) del n. 380 del 06-06-2001 e s.m.i., previa autorizzazione dell'Autorità idraulica competente e acquisito il parere del Comitato Tecnico dell'Autorità di Bacino, a condizione che: – siano stati realizzati o siano realizzati contestualmente interventi congruenti con gli interventi previsti dal PAI; – siano previsti opportuni accorgimenti tecnico-costruttivi; – non aumentino il rischio idraulico; – risultino assunte le azioni di protezione civile di cui al presente Piano ed ai piani comunali di settore.”

8. VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- ✓ corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- ✓ continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- ✓ messa a terra di masse e scaricatori;
- ✓ isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

Per verifica si intende l'insieme delle operazioni mediante le quali si accerta la rispondenza alle prescrizioni della Norma CEI 64-8 quinta edizione dell'intero impianto elettrico. La verifica comprende un esame a vista e prove:

- ✓ Esame a vista: per esame a vista si intende l'esame dell'impianto elettrico per accertare che le sue condizioni di realizzazione siano corrette, senza l'effettuazione di prove;
- ✓ Prova: per prova si intende l'effettuazione di misure o di altre operazioni sull'impianto elettrico mediante le quali si accerti l'efficienza dello stesso impianto elettrico. La misura comporta l'accertamento di valori mediante appropriati strumenti.

8.1 Esame a vista

L'esame a vista deve precedere le prove e deve essere effettuato, di regola, con l'intero impianto fuori tensione. L'esame a vista deve accertare che i componenti elettrici siano:

- ✓ conformi alle prescrizioni di sicurezza delle relative Norme anche mediante accertamento di marchi e/o di certificazione dei prodotti e materiali scelti correttamente;
- ✓ posa in opera di prodotti e materiali in accordo con le prescrizioni delle Norme tecniche;
- ✓ assenza di danneggiamenti visibili e tali da compromettere la sicurezza.

L'esame a vista deve riguardare le seguenti condizioni, per quanto applicabili:

- ✓ metodi di protezione contro i contatti diretti ed indiretti, ivi compresa la misura delle distanze;
- ✓ scelta dei conduttori per quanto concerne la loro portata e la caduta di tensione;
- ✓ scelta e taratura dei dispositivi di protezione e di segnalazione;
- ✓ presenza e corretta messa in opera dei dispositivi di sezionamento o di comando;
- ✓ scelta dei componenti elettrici e delle misure di protezione idonei anche in riferimento alle influenze esterne;
- ✓ identificazione dei conduttori di neutro e di protezione;
- ✓ presenza di schemi, di cartelli monitori e di informazioni analoghe;
- ✓ identificazione dei circuiti, dei fusibili, degli interruttori, dei morsetti ecc.;
- ✓ idoneità delle connessioni dei conduttori;
- ✓ agevole accessibilità dell'impianto per interventi operativi e di manutenzione.

8.2 Prove

In maniera preliminare si indicano le principali prove che devono essere eseguite, per quanto applicabili, e preferibilmente nell'ordine indicato:

- ✓ continuità dei conduttori di protezione e dei conduttori equipotenziali principali e supplementari;
- ✓ resistenza di isolamento dell'impianto elettrico;
- ✓ protezione per separazione dei circuiti nel caso di sistemi SELV e PELV e nel caso di separazione elettrica;
- ✓ protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione;
- ✓ prove di funzionamento;
- ✓ caduta di tensione.

Nel caso in cui qualche prova indichi la presenza di un difetto, tale prova e ogni altra prova precedente che possa essere stata influenzata dal difetto segnalato devono essere ripetute dopo l'eliminazione del difetto stesso. I metodi di prova descritti costituiscono metodi di riferimento; è ammesso l'uso di altri metodi di prova, purché essi forniscano risultati altrettanto validi. Gli strumenti di misura e gli apparecchi di controllo devono essere conformi alle Norme della serie CEI EN 61557.

- ✓ Prova della continuità dei conduttori di protezione, compresi i conduttori equipotenziali principali e supplementari. Deve essere eseguita una prova di continuità. Si raccomanda che questa prova venga effettuata con una corrente di almeno 0,2 A, utilizzando una sorgente di tensione alternata o continua compresa tra 4 V e 24 V a vuoto.
- ✓ Protezione mediante separazione elettrica. La separazione delle parti attive da quelle di altri circuiti e dalla terra deve essere verificata mediante una misura della resistenza di isolamento. I valori di resistenza ottenuti devono essere in accordo con la Tab. 61A (CEI 64-8 quinta edizione).
- ✓ Misura della resistenza di isolamento dell'impianto elettrico. La resistenza di isolamento deve essere misurata tra ogni conduttore attivo e la terra. Durante questa misura, i conduttori di fase e di neutro possono essere collegati assieme (sistemi TT, IT e TN-S).

In fase di elaborazione del progetto esecutivo verranno indicate le ulteriori prove da effettuare, anche in collaborazione con i fornitori.

8.3 Montaggio componenti

I montaggi delle opere meccaniche ed elettriche saranno eseguiti a "perfetta regola d'arte". I montaggi meccanici in campo, consistono principalmente in:

- ✓ posa in opera delle strutture di sostegno dei moduli;
- ✓ montaggio dei moduli sulle strutture.

I montaggi elettrici in campo, consistono principalmente in:

- ✓ posa dell'impianto di terra contestuale alle opere edili;
- ✓ posa di cavidotti e attestazione in pozzetti elettrici di infilaggio;
- ✓ posa e predisposizione dei tubi dal pozzetto sino al supporto dei quadri di campo;
- ✓ posa delle condutture sulle strutture di stringa;
- ✓ collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- ✓ posa in opera degli inverter;
- ✓ posa in opera quadro di parallelo;
- ✓ posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e i quadri di parallelo;

- ✓ posa dei cavi di collegamento tra i quadri di parallelo e gli inverter;
- ✓ posa dei cavi di collegamento tra il quadro parallelo e interfaccia al contatore di energia elettrica (punto di consegna);
- ✓ posa dell'impianto di illuminazione del campo FV e dei blocchi prese di servizio;
- ✓ cablaggio del dispositivo di comunicazione e gestione degli inverter;
- ✓ posa in opera dei collegamenti alla rete di terra.

Per garantire la supervisione completa dell'impianto è prevista l'installazione di una centrale di supervisione, così come riportato nella sezione "monitoraggio" degli inseguitori.

Il sistema di monitoraggio degli inseguitori sarà implementato con un sistema di controllo e di valori in ingresso ed in uscita dagli inverter.

Per quanto concerne le attività di Monitoraggio Ambientale esse consisteranno nell'esecuzione di sopralluoghi periodici presso l'area di impianto al fine di verificare lo stato delle componenti ambientali e misurare i parametri indicatori dello stato di qualità delle predette componenti. Tra i componenti ambientali oggetto di attività di monitoraggio sicuramente rientrano le opere di mitigazione effettuate con specie arbustive/arboree autoctone, nello specifico:

- ✓ realizzazione di una fascia verde perimetrale al sito della larghezza di circa 7 mt.
- ✓ inerbimento dei gabbioni metallici utilizzati per la formazione dei rilevati stradali e delle piazzole;
- ✓ manutenzione delle opere prescritte dallo studio di compatibilità idraulica.

Durante i sopralluoghi periodici nei primi di anni di vita dell'impianto verrà condotta annualmente un'indagine finalizzata alla verifica dell'attecchimento e della corretta crescita delle piantumazioni, verrà svolta inoltre una regolare attività di manutenzione ed irrigazione del verde nell'ambito delle attività di O&M.

9. PROGRAMMA DI REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO

La realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica installato su terreno rappresenta un'opera che, senza le dovute scelte progettuali, può determinare un impatto ambientale non trascurabile.

È quindi importante analizzare le fasi caratterizzanti l'opera da realizzarsi, che sono:

1. *Fase di progettazione;*
2. *Fase di cantiere;*
3. *Dismissione del cantiere;*
4. *Fase di esercizio;*
5. *Fase di dismissione dell'impianto.*

Di seguito, per ciascuna fase si descrive l'incidenza che esse avranno sull'ambiente e le modalità di esecuzione, con particolare riguardo alle azioni necessarie per ridurre al minimo gli impatti e i rischi ambientali.

9.1. *Fase di progettazione*

La fase della progettazione è vincolata al rispetto di determinati criteri legati sia alle caratteristiche delle strutture da impiantare e alla fonte energetica utilizzata (ad esempio posizione dei pannelli, inclinazione, strutture d'appoggio, etc..) sia a criteri di tipo locativo quali l'interazione con l'ambiente ed il paesaggio, la presenza di distanze minime da mantenere rispetto ad elementi sensibili e la necessità di garantire l'accessibilità alle varie componenti dell'impianto per le future opere di manutenzione e sostituzione componenti, nonché l'impatto della natura stessa sulle opere da costruire. Si è scelto di progettare l'impianto in modo che esso possa essere in gran parte costruito, nei suoi elementi essenziali, in stabilimenti di produzione dislocati in aree diverse da quella dove verrà realizzato il campo; esso, quindi, verrà esclusivamente assemblato in loco, riducendo al minimo i tempi di costruzione e l'impatto della fase di cantiere sull'ambiente circostante.

Il progetto, di cui la presente relazione è parte integrante, è stato redatto in conformità alle prescrizioni della Normativa vigente e con particolare riferimento a:

- ✓ *T.U. edilizia D.P.R. 380/01;*
- ✓ *norme CEI/IEC per la parte elettrica convenzionale;*
- ✓ *conformità al marchio CE per i componenti dell'impianto;*
- ✓ *norme CEI/IEC e/o JRC/ESTI per i moduli fotovoltaici;*
- ✓ *norme UNI/ISO per la parte meccanico/struttura;le*

- ✓ *D.Lgs. n. 81/2008 per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sullavoro;*
- ✓ *D.M. n. 37/08 per la sicurezza elettrica;*
- ✓ *Unificazioni Società Elettriche (ENEL e/o altre) per le interfacce con la rete elettrica e la scelta delle cabine elettriche.*

Le opere di installazione saranno eseguite a regola d'arte ed in conformità alle relative norme CEI, IEC, UNI, ISO vigenti, anche se non espressamente richiamate nel seguito. Si applicano inoltre, per quanto compatibili con le norme sopra elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione dell'energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

9.2. Fase di messa in opera delle strutture

Si ritiene che per il completamento dell'impianto in oggetto siano necessari circa 180 giorni di lavoro (sei mesi circa); le fasi di lavoro saranno suddivise fondamentalmente in tre squadre diverse, ciascuna con un tipo di mansione specializzata e differente così come di seguito indicato:

1. Squadra "scavi" - Addetta alla preparazione cantiere e sistemazione del fondo. Per tali lavorazioni si utilizzeranno esclusivamente l'utilizzo di mezzi meccanici. La suddetta squadra avrà il compito iniziale della sistemazione del terreno nonché della preparazione del cantiere. In secondo luogo, effettuerà la posa della recinzione perimetrale e del relativo cancello di ingresso. Infine, procederà con la realizzazione degli scavi, la posa dei pozzetti e delle tubazioni ed il successivo ripristino. La squadra scavi provvederà anche alla sistemazione della viabilità interna.

2. Squadra "strutture" - Addetta alla posa strutture portanti. Per tali lavorazioni viene utilizzata una macchina per l'infissione dei pali nel terreno. Le strutture metalliche utilizzate per il sostegno dei moduli saranno movimentate prevalentemente con mezzi meccanici e solo nelle fasi finale a mano. Tali operazioni saranno effettuate per circa due mesi. Per quanto riguarda la descrizione dettagliata della tipologia di strutture utilizzate si rimanda alla relazione tecnica strutturale.

3. Squadra "impianti" - Addetta alla parte elettrica. La suddetta squadra avrà principalmente il compito del montaggio della struttura di sostegno secondaria dei moduli fotovoltaici ed in secondo luogo provvederà al cablaggio di tutte le parti elettriche presenti sul campo; moduli, quadri di parallelo e stringhe, inverter, etc. La squadra impianti si occuperà anche della posa del sistema di monitoraggio nonché del sistema di antintrusione.

Data la potenzialità dell'impianto e l'iter autorizzativo necessario e propedeutico all'inizio lavori, è stata stimata la seguente cronologia di massima:

- ✓ Data prevista di avvio lavori= dicembre 2022
- ✓ Data prevista di conclusione lavori = gennaio 2023
- ✓ Data prevista di entrata in esercizio impianti = febbraio 2023

La prima fase relativa alla messa in opera delle strutture è quella di predisposizione del cantiere e di tutte le infrastrutture ad esso inerenti che andranno ad occupare temporaneamente i suoli di progetto; le azioni previste sono le seguenti:

- ✓ Predisposizione delle aree di stoccaggio dei materiali e dei rifiuti da condurre a discarica;
- ✓ Posa di spogliatoi e bagni chimici per le maestranze;
- ✓ Predisposizione delle misure di sicurezza previste dal PSC;

La maggior parte dei componenti dell'impianto fotovoltaico saranno prodotti in stabilimento ed assemblati in officina e successivamente trasportati in cantiere per mezzo di TIR pronti per essere montati, ad eccezione delle opere necessarie alla costruzione della recinzione e alla preparazione delle superfici di appoggio delle cabine. Il materiale utilizzato in questa fase di lavorazione è essenzialmente costituito dalle strutture portanti di sostegno dei pannelli, dai pannelli fotovoltaici, dai quadri e cavi elettrici, dagli inverter e dai locali tecnici prefabbricati. Il suolo sarà temporaneamente occupato dallo stoccaggio dei materiali da utilizzare per la predisposizione dell'impianto, che arriveranno in cantiere con cadenza settimanale al fine di evitarne l'accumulo.

Una volta predisposto il cantiere, si procederà alla realizzazione della recinzione perimetrale:

- ✓ scavo della trincea di fondazione con mezzi meccanici;
- ✓ realizzazione dei plinti di sostegno in cls per i pali di recinzione;
- ✓ messa in opera della recinzione modulare prefabbricata;
- ✓ posa dei cancelli d'ingresso alle sezioni di impianto;
- ✓ piantumazione della siepe di recinzione.
- ✓ Successivamente si procederà alla realizzazione delle opere per le infrastrutture:
- ✓ Preparazione del fondo per la posa delle cabine;
- ✓ Realizzazione dello scavo per le fondazioni prefabbricate delle cabine;
- ✓ Realizzazione degli scavi per la posa delle tubazioni e dei pozzetti di ispezione;
- ✓ Posa delle cabine elettriche e del relativo impianto di terra;
- ✓ Montaggio delle strutture di sostegno dei moduli tramite infissione con apposita macchina battipalo;

- ✓ Ripristino trincee e sistemazione dei rilevati con il terreno di risulta da riutilizzare come terreno vegetale e per il ripristino dei luoghi;
- ✓ Sistemazione della viabilità interna;
- ✓ La seconda fase riguarda la predisposizione della rete elettrica e prevede:
- ✓ Posa treccia di rame nuda per la messa a terra del campo;
- ✓ Posa del sistema antintrusione;
- ✓ Montaggio dei moduli fotovoltaici a mezzo sollevamento tramite autogrù e regolazione dell'inclinazione secondo progetto;
- ✓ Posa cavi nei cavidotti interrati;
- ✓ Cablaggio cassette stringhe di protezione e parallelo;
- ✓ Cablaggio inverter;
- ✓ Cablaggio trasformatori e quadri MT;
- ✓ Posa sistema di monitoraggio;
- ✓ Posa cavi MT (locale di consegna - punto di connessione);
- ✓ Posa cavi BT e MT per collegamenti varie cabine elettriche.
- ✓ L'ultima fase è quella di controllo e verifica della corretta messa in funzione:
- ✓ Calibrazione e verifiche impianto;
- ✓ Collaudo campo fotovoltaico;

Terminate le operazioni di posa di tutte le strutture dell'impianto si appronterà la dismissione del cantiere. Le attività principali riguarderanno la raccolta differenziata di tutti i materiali utilizzati per la posa delle strutture e gli imballaggi di qualsiasi natura (legno, plastica, metalli). I rifiuti saranno opportunamente separati a seconda della classe, come previsto al D.Lgs. n.152/2006 e s.m.i. debitamente, separati, riciclati o inviati a impianti di smaltimento autorizzati. Fase di esercizio dell'impianto.

In fase di esercizio le strutture occuperanno una porzione del suolo disponibile pari al 63% circa di quello disponibile; i moduli saranno sorretti da strutture metalliche infisse nel terreno, senza l'ausilio di fondazioni in calcestruzzo, ad un'altezza minima di 150/160 cm dal livello del terreno. Le cabine occuperanno una porzione limitata di suolo. Durante l'arco di vita di un impianto fotovoltaico, stimato ad oggi in circa 25 - 30 anni, la produzione di rifiuti è pressoché assente, escludendo i materiali derivanti dalla possibile rimozione e/o sostituzione di componenti difettosi o deteriorati. I materiali potenzialmente pericolosi per l'ambiente, inoltre, presentano un intrinseco grado di sicurezza in quanto risultano rivestiti in materiale plastico o in vetro. D'altro canto, alcuni componenti, una volta dismessi,

possono essere classificati come rifiuti pericolosi, circostanza questa che ha spinto l'industria del settore a sviluppare efficaci processi di riciclaggio e/o recupero per tali moduli.

Considerando che l'arco di vita di un impianto è di circa 25 - 30 anni e che la tecnologia è piuttosto recente, ad oggi la quantità dei rifiuti derivante dalla dismissione dei moduli fotovoltaici è piuttosto modesta ma, data la notevole crescita delle installazioni nel nostro paese, è previsto che nei prossimi anni vi sarà un incremento significativo di tali flussi di rifiuti. Poiché, sotto il profilo della gestione del "fine vita", le caratteristiche dei componenti di un impianto fotovoltaico, risultano molto simili a quelle delle componenti elettriche ed elettroniche, l'industria del settore si sta orientando allo sviluppo di specifiche tecnologie di riciclaggio/recupero, basate proprio sulle conoscenze sviluppate nell'ambito dell'evoluzione del settore connesso al recupero di tali dispositivi.

10. VERIFICA COMPATIBILITA' ELETTROMAGNETICA

Per tutto ciò che attiene la valutazione dei campi magnetici ed elettrici all'interno dell'impianto fotovoltaico, essendo l'accesso alla centrale ammesso esclusivamente a personale lavoratore autorizzato, non trova applicazione il DPCM 8 luglio 2003. Rimane comunque inteso che i limiti esposti dal DPCM si applicano esclusivamente alla parte esterna della centrale e relativamente ai campi magnetici prodotti da correnti di frequenza 50 Hz. Per la valutazione dei campi magnetici statici prodotti dalla sezione in corrente continua, se necessario, si farà riferimento alla raccomandazione del Consiglio dell'Unione Europea del 12 luglio 1999

Considerando che la grossa parte dell'impianto è a bassa tensione, che la massima tensione elettrica all'interno ed all'esterno è di 20.000 V e che campi elettrici sono schermati dal suolo, dalle recinzioni, dagli alberi, dalle strutture metalliche portamoduli, dalle guaine metalliche dei cavi a media tensione, ecc., si può trascurare completamente la valutazione dei campi elettrici che, si ricorda, sono generati dalla tensione elettrica. In particolare, è stato più volte dimostrato da misure sperimentali condotte in tutta Italia dal sistema agenziale ARPA sulle cabine MT/BT della Distribuzione, che i campi elettrici all'esterno delle cabine a media tensione risultano essere abbondantemente inferiori ai limiti di legge. Per quanto concerne invece i campi magnetici è necessario identificare nella centrale fotovoltaica le possibili sorgenti emissive e le loro caratteristiche.

La Centrale fotovoltaica può essere divisa nelle seguenti sezioni elettromagneticamente distinte:

- il parco fotovoltaico;
- i convertitori (inverter DC/AC);
- le linee in cavo interrato;
- le cabine di trasformazione.

Parco fotovoltaico

Una prima sorgente emissiva è rappresentata dal generatore fotovoltaico e dai relativi cavidotti di collegamento con la cabina elettrica dove avviene la conversione e trasformazione. Considerando che:

- tale sezione di impianto è tutta esercita in corrente continua (0 Hz) in bassa tensione;
- buona esecuzione vuole che i cavi di diversa polarizzazione (+ e -) viaggino sempre a contatto, annullando reciprocamente quasi del tutto i campi magnetici statici prodotti in un punto esterno (tale precauzione viene in genere presa soprattutto al fine della protezione dalle sovratensioni limitando al massimo l'area della spira che si viene a creare tra il cavo positivo e il cavo negativo);
- i cavi di dorsale dai sottoquadri di campo ai quadri di campo e agli inverter, che sono quelli che trasportano correnti in valore significativo, sono tutti eseguiti in posa interrata e distanti diversi metri (almeno 10) dalle recinzioni di confine;
- per la frequenza 0-1 Hz il limite di riferimento per induzione magnetica che non deve essere superato è di 40.000 μ T, valore 400 volte più alto dell'equivalente per la corrente a 50 Kz;

si può certamente escludere il superamento dei limiti di riferimento dei valori di campo magnetico statico dovuti alla sezione in corrente continua

Convertitori (inverter DC/AC)

Riguardo all'inverter essi saranno certificati CE e in particolare rispetteranno tutte le norme nazionali ed europee in materia di compatibilità elettromagnetica in conformità alla direttiva EMC (direttiva compatibilità elettromagnetica). Essi come tutte le apparecchiature racchiuse entro quadri metallici, presentano emissioni all'esterno praticamente trascurabili.

Non si considerano importanti per la verifica dei limiti di esposizione, considerando che tali locali non prevedono la presenza di lavoratori se non per il tempo strettamente necessario alle operazioni di manutenzione molto limitate nel tempo, i seguenti componenti: • i cavi a media tensione e le sbarre dei quadri di media tensione (non accessibili a personale non autorizzato); • i cavi di bassa tensione tra il trasformatore e gli inverter considerando che le diverse fasi saranno in posa ravvicinata in cunicolo interrato all'interno della cabina o comunque all'interno dell'impianto.

Nelle cabine di trasformazione sono presenti i seguenti apparati: • quadri elettrici in bassa e media tensione, • trasformatori BT/MT

Tutte le apparecchiature racchiuse entro quadri metallici (quadri BT, quadri MT) presentano emissioni all'esterno praticamente trascurabili, mentre deve essere valutato il campo magnetico generato dai trasformatori, ad opera dei flussi dispersi. La valutazione dei campi generati dal trasformatore parte da dati sperimentali su una taglia e tipo standard di trasformatore MT/BT per poi essere estesa con le dovute approssimazioni alla varia gamma di tipologie e potenze. Si riporta in tabella l'induzione magnetica prodotta da due trasformatori MT/BT in resina della potenza di 2500 kVA con tensione di corto circuito pari al 6%.

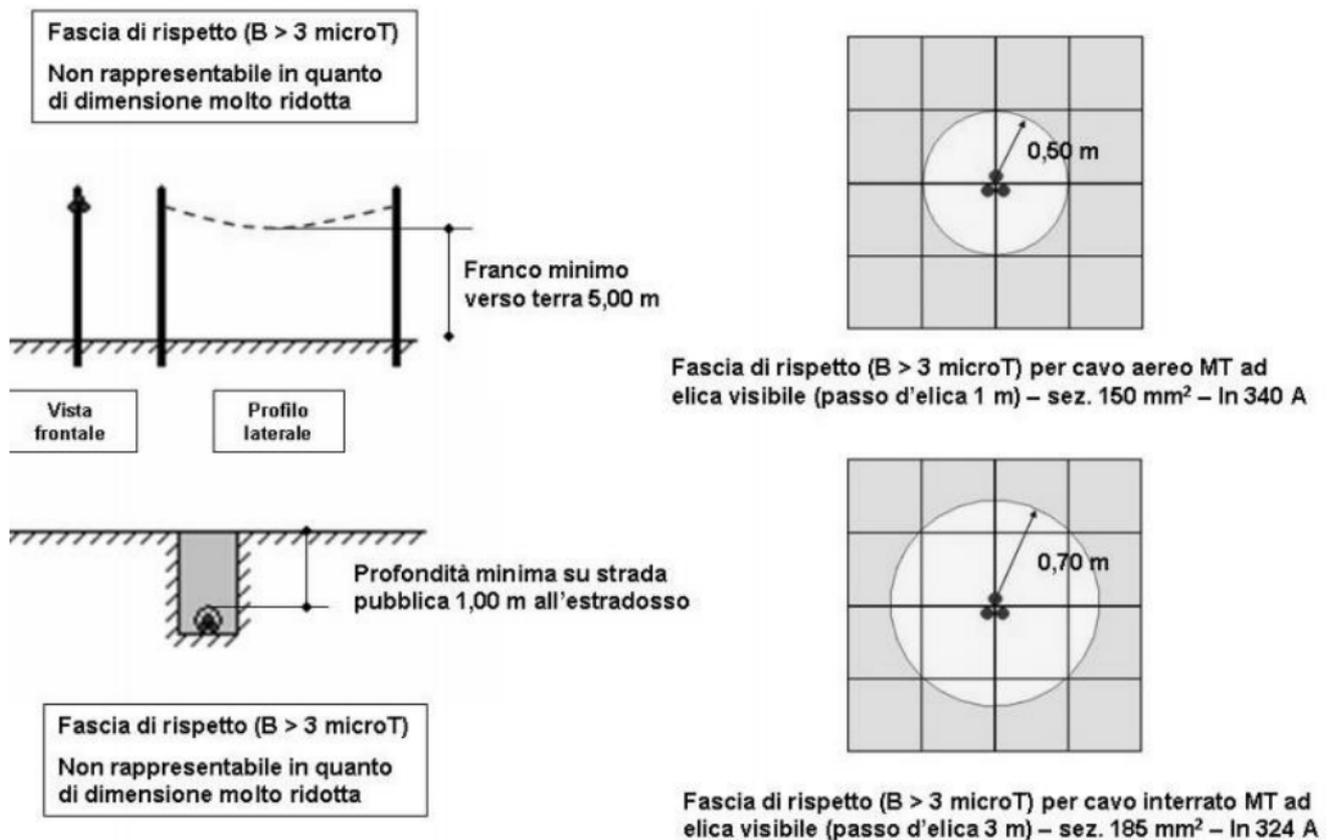
Potenza Trasformatore	Distanza dal Trasformatore					
	1 m	2 m	3 m	5 m	7 m	10 m
2500 KVA	57,57 μT	8,27 μT	2,66 μT	0,64 μT	0,25 μT	0,09 μT

I valori ottenuti sono compatibili con la legislazione sia all'interno che all'esterno della centrale. Pertanto, considerando anche una sovrapposizione degli effetti in un punto esterno alla centrale, il valore di induzione magnetica determinato dalle varie sorgenti in condizioni di funzionamento a potenza nominale sarà di molto inferiore al limite di esposizione.

Elettrodotti a MT interrati

Come si evince dalle tavole allegate l'elettrodotto si realizzerà con cavidotto interrato con linee costituite da terna trifase costituita da cavi unipolari intrecciati ad elica visibile, conduttori in alluminio isolati di tipo 3x1x185 mm². La valutazione è effettuata nei riguardi dell'elettrodotto interrato del presente progetto, considerando i casi di posa più gravosi, ma senza portare in conto la presenza di eventuali linee elettriche interrate o aeree già esistenti. Per quanto riguarda i campi elettrici prodotti dagli elettrodotti interrati, essi sono trascurabili grazie allo schermo dei cavi atterrato ad entrambe le estremità e all'effetto schermante del terreno stesso. Per quanto riguarda la generazione di campi magnetici, si ha: Collegamento in cavo interrato 3x1x185 mm² 20 kV con conduttori in alluminio, tra la cabina di consegna e la cabina di trasformazione. L'elettrodotto di collegamento è costituito da una linea elettrica doppia terna stesso scavo, in cavo cordato ad elica. La tipologia di posa scelta per la messa in opera della linea elettrica è di tipo interrato con protezione meccanica supplementare (non avendo il cavo resistenza meccanica sufficiente) costituita da tubo corrugato di diametro adeguato, come indicato dal documento guida di E-Distribuzione s.p.a. per la realizzazione delle linee in cavo sotterraneo MT, ed. 1 del giugno 2003, e dall'art. 4.3.11, lettera b) della norma CEI 11-17. La minima

profondità di posa tra le tubazioni protettive e la superficie del suolo è non inferiore a 1,0 m, come previsto dalla stessa CEI 11-17. A tale proposito si richiama il paragrafo 3.2 dell'allegato al DM 29/5/2008 in cui si sottolinea che "le linee MT in cavo cordato ad elica (interrate o aeree)" costituiscono uno dei casi di esclusione di applicazione di detta metodologia poiché in questo caso le fasce associabili hanno ampiezza ridotta inferiori alle distanze previste dal Decreto Interministeriale n° 449/88 e dal decreto del Ministro dei lavori Pubblici del 16 Gennaio 1991. Pertanto nel caso in esame la determinazione della DPA associata del suddetto collegamento elettrico non risulta necessaria. Tale risultato è coerente con il risultato rappresentato all'interno del documento di Enel Distribuzione Spa denominato "Linea Guida per l'applicazione del par. 5.1.3 dell'Allegato al DM 29.5.2008 – Distanza di prima approssimazione (DPA) da linee e cabine elettriche", di cui si allega in figura il contenuto. c).



Il cavo impiegato per la realizzazione del collegamento tra la cabina utente e la cabina di consegna fa parte dell'impianto di utenza. Si tratta di un cavo 3x1x95 mm² cordato ad elica, sigla RG7H1(O)R tensione 20 kV. A tale proposito si richiama il paragrafo 3.2 dell'allegato al DM 29/5/2008 in cui si sottolinea che "le linee MT in cavo cordato ad elica (interrate o aeree)" costituiscono uno dei casi di esclusione di applicazione di detta metodologia poiché in questo caso le fasce associabili hanno ampiezza ridotta inferiori alle distanze previste dal Decreto Interministeriale n° 449/88 e dal decreto del Ministro dei lavori Pubblici del 16 Gennaio 1991. Pertanto nel caso in esame la determinazione della DPA associata del suddetto collegamento elettrico non risulta necessaria.

Cabine elettriche

Per quanto riguarda le cabine elettriche, ai sensi del § 5.2 dell'allegato al Decreto 29 maggio 2008 (GU n. 156 del 5 luglio 2008), la fascia di rispetto deve essere calcolata come segue: 1. Cabine Primarie, generalmente la DPA rientra nel perimetro dell'impianto (§ 5.2.2) in quanto non vi sono livelli di emissione sensibili oltre detto perimetro. 2. Cabine Secondarie, nel caso di cabine di tipo box o similari, la DPA, intesa come distanza da ciascuna delle pareti (tetto, pavimento e pareti laterali) della CS, va calcolata simulando una linea trifase, con cavi paralleli, percorsa dalla corrente nominale BT in uscita dal trasformatore (I) e con distanza tra le fasi pari al diametro reale (conduttori + isolante) del cavo (x) (§ 5.2.1) applicando la seguente relazione:

$$Dpa = 0.40942 \cdot X^{0.5241} \cdot \sqrt{I}$$

Prendendo in considerazione il caso peggiore, risulta una Dpa pari a 4 m, distanza ricompresa nella viabilità di circolazione del campo fotovoltaico. Nella zona di installazione della cabina di consegna e trasformazione non sono presenti entro tale limite, aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici e luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore.

Si ribadisce che le correnti utilizzate nei calcoli, ai sensi della normativa vigente, sono ben maggiori delle correnti di impiego valutate alla potenza nominale dell'impianto. Inoltre la scelta di sezioni dei cavi (e quindi portate) elevate ha anche lo scopo di ridurre le cadute di tensione sulle linee, a fronte di correnti di esercizio ridotte rispetto alla portata del cavo stesso. A seguito dei sopralluoghi effettuati si è riscontrato che le distanze di rispetto calcolate sono sempre rispettate, considerando il fatto che gli edifici ad uso residenziale o similare più vicini alla viabilità lungo la quale saranno interrate le linee a MT si trovano a distanze superiori dalla sede stradale rispetto alla fascia di rispetto.

A seguito delle valutazioni preventive eseguite, tenendo sempre presente le dovute approssimazioni conseguenti alla complessità geometrica della sorgente emissiva e precisando che le simulazioni dei paragrafi precedenti riguardano solo le opere elettriche di progetto, si presume che l'opera proposta, per le sue caratteristiche emissive e per l'ubicazione scelta, sarà conforme alla normativa italiana in tema di protezione della popolazione dagli effetti dei campi elettromagnetici, magnetici ed elettrici. Successivamente alla realizzazione ed entrata in esercizio dell'impianto, il rispetto dei limiti di esposizione, se necessario, potrà essere verificato e confermato con misure dirette in campo.

11. PROPOSTA DEL PIANO DI CARATTERIZZAZIONE DELLE TERRE E ROCCE DA SCAVO

Per le terre e rocce da scavo da riutilizzare in sito (*per realizzazione cavidotti su strade pubbliche*) l'esecuzione della caratterizzazione ambientale farà riferimento a quanto indicato dal DPR 120/2017 ed in particolar modo agli allegati 2 e 4 al DPR. Secondo quanto previsto nell'allegato 2 al DPR 120/2017, "la densità dei punti di indagine nonché la loro ubicazione dovrà basarsi su un modello concettuale preliminare delle aree (campionamento ragionato) o sulla base di considerazioni di tipo statistico (campionamento sistematico su griglia o casuale)".

Nel caso di opere infrastrutturali lineari, il campionamento andrà effettuato almeno ogni 500 metri lineari di tracciato.

La profondità d'indagine è determinata in base alle profondità previste dagli scavi. I campioni da sottoporre ad analisi chimico-fisiche dovranno essere come minimo:

- ✓ Campione 1: da 0 a 1 metri dal piano campagna;
- ✓ Campione 2: nella zona di fondo scavo;
- ✓ Campione 3: nella zona intermedia tra i due.

Per scavi superficiali, di profondità inferiore a 2m, i campioni da sottoporre ad analisi chimico-fisiche possono essere almeno due: uno per ciascun metro di profondità. Secondo quanto previsto nell'allegato 4 al DPR 120/2017, i campioni da portare in laboratorio o da destinare ad analisi in campo, ricavati da scavi specifici con il metodo della quartatura o dalle carote di risulta dai sondaggi geologici, saranno privi della frazione maggiore di 2 cm (da scartare in campo) e le determinazioni analitiche in laboratorio saranno condotte sull'aliquota di granulometria inferiore a 2 mm. La concentrazione del campione sarà determinata riferendosi alla totalità dei materiali secchi, comprensiva anche dello scheletro campionato (frazione compresa tra 2 cm e 2 mm). Qualora si dovesse avere evidenza di una contaminazione antropica anche del sopravaglio le determinazioni analitiche saranno condotte sull'intero campione, compresa la frazione granulometrica superiore ai 2 cm, e la concentrazione sarà riferita allo stesso. Il set di parametri analitici da ricercare sarà definito in base alle possibili sostanze ricollegabili alle attività antropiche svolte sul sito o nelle sue vicinanze, ai parametri caratteristici di eventuali pregresse contaminazioni, di potenziali anomalie del fondo naturale, di inquinamento diffuso, nonché di possibili apporti antropici legati all'esecuzione dell'opera. Data la caratteristica dei siti, destinati da tempo alle attività industriali, il set analitico da considerare sarà riportato di seguito, fermo restando che la lista delle sostanze da ricercare potrà essere modificata ed estesa in considerazione di evidenze eventualmente rilevabili in fase di progettazione esecutiva.

Il set analitico minimale da considerare sarà dato pertanto da:

- ✓ Arsenico
- ✓ Cadmio
- ✓ Cobalto
- ✓ Nichel
- ✓ Piombo
- ✓ Rame
- ✓ Zinco
- ✓ Mercurio
- ✓ Idrocarburi C>12
- ✓ Cromo totale
- ✓ Cromo VI
- ✓ Amianto
- ✓ BTEX (*)
- ✓ IPA (*)

() Da eseguire per le aree di scavo collocate entro 20 m di distanza da infrastrutture viarie di grande comunicazione o da insediamenti che possono aver influenzato le caratteristiche del sito mediante ricaduta delle emissioni in atmosfera. Gli analiti da ricercare sono quelli elencati alle colonne A e B, Tabella 1, Allegato 5, Parte Quarta, Titolo V, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152*

Ai fini della caratterizzazione ambientale si prevede di eseguire il seguente piano di campionamento:

- ✓ Nei tratti in cui il cavidotto verrà posato sulla viabilità esistente, sarà prelevato un solo campione, al di sotto del pacchetto stradale, per il quale non è previsto il riutilizzo ma il conferimento a discarica/centri di recupero.
- ✓ Non sono previsti ulteriori campionamenti interni al campo in quanto il materiale utilizzato per la viabilità di campo e per i piazzali delle cabine sarà approvvigionato esternamente.

Per quanto concerne i volumi delle terre scavate in sito per le opere lineari:

Per la realizzazione del nuovo tratto cavidotto interrato da installare lungo la viabilità del lotto di circa 2500 metri, si prevede un volume complessivo di materiale scavato pari a circa mc 2000.

Per quanto concerne il calcolo dei volumi del terreno o altro materiale approvvigionato esternamente, considerando che sarà necessario alzare la quota delle cabine elettriche, si stima pari a circa mc 5600 di cui mc 1680 di materiale inerte per fondazione stradale.

Per le opere infrastrutture lineari, nel caso in cui la caratterizzazione ambientali dei terreni escluda la presenza di contaminazioni, durante la fase di cantiere il materiale proveniente dagli scavi verrà momentaneamente accantonato a bordo scavo per poi essere riutilizzato in parte in sito.

Secondo le previsioni del presente piano preliminare di utilizzo, il terreno proveniente dagli scavi necessari alla realizzazione delle opere di progetto verrà utilizzato in gran parte per contribuire alla costruzione delle opere di rete dell'impianto fotovoltaico (riempimento scavi in seguito a posa cavidotti).

Non si prevedono conferimenti a discarica/centri di recupero i terreni in esubero provenienti dalla realizzazione dei cavidotti su strade pubbliche, in quanto sia le opere dell'impianto fotovoltaico che quelle di connessione avverranno tutte nel lotto d'impianto.

Per escludere i volumi di terreno da riutilizzare in sito dall'ambito di applicazione della normativa sui rifiuti, in fase di progettazione esecutiva o prima dell'inizio dei lavori, in conformità a quanto previsto nel presente piano preliminare di utilizzo, il proponente o l'esecutore:

- ✓ effettuerà il campionamento dei terreni, nell'area interessata dai lavori, per la loro caratterizzazione al fine di accertarne la non contaminazione ai fini dell'utilizzo allo stato naturale;
- ✓ redigerà, accertata l'idoneità delle terre e rocce scavo all'utilizzo ai sensi e per gli effetti dell'articolo 185, comma 1, lettera c), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, un apposito progetto in cui saranno definite:
 - o volumetrie definitive di scavo delle terre e rocce;
 - o la quantità delle terre e rocce da riutilizzare;
 - o la collocazione e la durata dei depositi delle terre e rocce da scavo;
 - o la collocazione definitiva delle terre e rocce da scavo.

Per quanto concerne il terreno o altro materiale idoneo necessario per la realizzazione della viabilità interna e dei piazzali per la posa delle cabine elettriche si utilizzerà materiale approvvigionato esternamente qualificato attraverso una campagna di indagine corredata dei risultati di prove di laboratorio. Detto materiale dovrà, inoltre, essere caratterizzato da idonee proprietà fisiche – meccaniche e geotecniche.

12. VERIFICA FENOMENI DI ABBAGLIAMENTO E DI INTERFERENZA ALLA INFRASTRUTTURE ENAC-ENAV

Come è ben noto, in conseguenza della rotazione del globo terrestre attorno al proprio asse e del contemporaneo moto di rivoluzione attorno al sole, nell'arco della giornata il disco solare sorge ad est e tramonta ad ovest (ciò in realtà è letteralmente vero solo nei giorni degli equinozi). In questo movimento apparente il disco solare raggiunge il punto più alto nel cielo al mezzogiorno locale e descrive un semicerchio inclinato verso la linea dell'orizzonte tanto più in direzione sud quanto più ci si avvicina al solstizio d'inverno (21Dicembre) e tanto più in direzione nord quanto più ci si avvicina al solstizio d'estate (21Giugno).

In considerazione quindi dell'altezza dal suolo dei moduli fotovoltaici compresa tra 2,5 e 4 m e del loro angolo di inclinazione verso sud pari a 0° rispetto al piano orizzontale, il verificarsi e l'entità di fenomeni di riflessione ad altezza d'uomo della radiazione luminosa incidente alla latitudine a cui è posto l'impianto fotovoltaico in esame sarebbero teoricamente ciclici in quanto legati al momento della giornata, alla stagione nonché alle condizioni meteorologiche.

In ogni caso, inoltre, la radiazione riflessa viene ridirezionata verso l'alto con un angolo rispetto al piano orizzontale tale da non colpire un eventuale osservatore posizionato ad altezza del suolo nelle immediate vicinanze della recinzione perimetrale dell'impianto. L'area circostante l'impianto non è abitata e non presenta edifici. Un tale considerazione è valida tanto per i moduli fissi quanto per quelli dotati di sistemi di inseguimento (tracker) come nel caso specifico dell'impianto in oggetto.

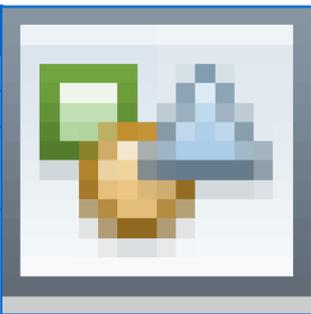
Da come si evince dalla simulazione di riflessione solare la radiazione riflessa viene ridirezionata verso l'alto con un angolo rispetto al piano orizzontale tale da non colpire il prospetto dei rispettivi ricettori.

Considerata la distanza, la presenza della barriera verde e la rotazione dell'inseguitore est/ovest, è da ritenersi ininfluenza nel computo degli impatti conseguenti a tale intervento sul resto dei ricettori individuati, non rappresentando una fonte di disturbo.

Per quanto riguarda l'impianto fotovoltaico in oggetto si è proceduto ad effettuare la verifica dell'interferenza rispetto alle infrastrutture ENAC/ENAV. L'ENAC S.p.A. ha predisposto una procedura per la valutazione di compatibilità ostacoli che comprende la verifica delle potenziali interferenze dei nuovi impianti e manufatti con le superfici, come definite dal Regolamento ENAC per la Costruzione ed Esercizio Aeroporti (superfici limitazione ostacoli, superfici a protezione degli indicatori ottici della pendenza dell'avvicinamento, superfici a protezione dei sentieri luminosi per l'avvicinamento) e, in accordo a quanto previsto al punto 1.4 Cap. 4 del citato Regolamento, con le aree poste a protezione dei

sistemi di comunicazione, navigazione e radar (BRA - Building Restricted Areas) e con le minime operative delle procedure strumentali di volo (DOC ICAO 8168). A tal proposito è disponibile sul sito web dell'ENAV S.p.A. una utility di pre-analisi al fine di verificare l'interferenza dell'impianto fotovoltaico. Questa applicazione può essere utilizzata esclusivamente per gli aeroporti con procedure strumentali di volo di competenza ENAV.

Dall'utility di pre-analisi non risultano interferenze dovute alla presenza di vicini aeroporti.

REPORT						
Richiedente						
Nome/Società:	STEFANA SOLARE		Cognome/Rag.	srl		
C.F./P.IVA:	Comune					
Provincia	CAP:					
Indirizzo:	N° Civico:					
Mail:	PEC:					
Telefono:	Cellulare:					
Fax :						
Tecnico						
Nome:	ANGELO	Cognome:	CONTE			
Matricola:	1342 SEZ. A	Albo:	INGEGNERE			
Ostacolo: Traliccio						
Materiale:	ACCIAIO-FERRO					
<input type="checkbox"/>	Ostacolo posizionato nel Centro Abitato					
<input type="checkbox"/>	Presenza ostacolo con altezza AGL uguale o superiore a 60 m entro raggio 200 m					
Gruppo Geografico		MOLISE-CB-TERMOLI-ZONA INDUSTRIALE				
Nr	Latitudine wgs84	Longitudine wgs84	Quota terreno	Altezza al Top	Elevazione al Top	Raggio
1	41° 56' 7.5" N	14° 59' 19.5" E	13.0 m	21.0 m	34.0 m	0.0 m
Nessuna interferenza rilevata per gli aeroporti e i sistemi di comunicazione/navigazione/RADAR di ENAV S.p.A. Per i restanti criteri selettivi fare riferimento al documento "Verifica Preliminare" (www.enac.gov.it)						
2	41° 56' 7.9" N	14° 59' 18.5" E	13.0 m	21.0 m	34.0 m	0.0 m
Nessuna interferenza rilevata per gli aeroporti e i sistemi di comunicazione/navigazione/RADAR di ENAV S.p.A. Per i restanti criteri selettivi fare riferimento al documento "Verifica Preliminare" (www.enac.gov.it)						

13. ANALISI RICADUTE OCCUPAZIONALI

Gli investimenti nelle energie rinnovabili non generano solo significativi benefici economici, ma anche importanti ricadute occupazionali. Gli occupati nel settore delle FER (Fonti di energia rinnovabile) comprende sia i lavoratori direttamente impiegati lungo la filiera delle diverse tecnologie esaminate (occupazione diretta), sia l'occupazione indotta da queste attività sugli altri settori (occupazione indiretta).

Il fotovoltaico tra le varie tecnologie FER è quella che genera le maggiori ricadute occupazionali, tale primato dell'energia solare è dovuto all'elevata capacità installata in Italia che ha generato un consistente numero di addetti soprattutto nella gestione e manutenzione degli impianti.

La realizzazione dell'impianto in oggetto presenterà un impatto sicuramente positivo per quanto concerne gli aspetti socioeconomici per la zona in cui è prevista la sua realizzazione, si prevede infatti di utilizzare maestranze e imprese locali nella fase di progetto, di realizzazione e di esercizio (gestione e manutenzione).

L'esecuzione delle opere civili ed il montaggio degli impianti richiede l'impiego di: operai manovratori dei mezzi meccanici, operai specializzati edili, operai specializzati elettrici e trasportatori.

Oltre alle maestranze occupate in fase di realizzazione e dismissione dell'impianto, l'intervento in fase di esercizio offrirà lavoro in ambito locale in quanto sarà necessario:

- ✓ attività di guardiania;
- ✓ attività di manutenzione delle apparecchiature elettriche dell'impianto;
- ✓ attività manutenzione ordinaria per il taglio controllato della vegetazione e la pulizia dei pannelli;
- ✓ verifica dell'efficienza delle connessioni lungo la rete di cablaggio elettrico.

Dette attività saranno necessarie per tutta la vita utile dell'impianto pari ad almeno 30 anni.

Si stima che il progetto in esame occuperà circa 97 unità lavorative così distinte:

- ✓ 20 addetti in fase di progettazione dell'impianto.
- ✓ 30 addetti in fase di realizzazione dell'impianto;
- ✓ 2 custodi in fase di esercizio;
- ✓ 5 addetti alla pulizia del verde e dell'impianto in fase di esercizio;
- ✓ 10 addetti alla manutenzione delle apparecchiature elettriche ed elettroniche in fase di esercizio;
- ✓ 30 addetti in fase di dismissione;

Le positive ricadute occupazionali insieme con il limitato impatto ambientale dell'impianto fotovoltaico di progetto e con l'incidenza contenuta sulle componenti ambientali, paesaggistiche e naturalistiche, confermano i vantaggi e la fattibilità dell'intervento.

14. CONCLUSIONI

Nel presente studio è stata omessa la verifica urbanistica in quanto i volumi da realizzarsi, comprensivi dei box sono quelli strettamente necessari all'uso cui le strutture sono destinate e pertanto considerati vani tecnologici. Infine, come si evince dagli elaborati progettuali sono verificati tutti gli standards urbanistici (distanze tra i confini, dalle strade, tra edifici, ecc. ecc.), previsti dalla normativa e dagli strumenti urbanistici vigenti.

Gli interventi ricadendo su un'area industriale dismessa da riqualificare in cui erano già presenti in sito, un'attività industriale ed una cabina elettrica in alta tensione a 150KV, i nuovi interventi, configurandosi, come una ristrutturazione edilizia, definita dall'art. 3, comma 1, lettera d) del D.P.R. n. 380-2001 e s.m.i., rientrano in opere consentite ai sensi della lettera b) dell'art. 13 delle Norme Tecniche di Attuazione del Piano. Di seguito si riporta la definizione di ristrutturazione edilizia, prevista dal DPR 380/2001 smi:

*“d) **“interventi di ristrutturazione edilizia”**, gli interventi rivolti a trasformare gli organismi edilizi mediante un insieme sistematico di opere che possono portare ad un organismo edilizio in tutto o in parte diverso dal precedente. Tali interventi comprendono il ripristino o la sostituzione di alcuni elementi costitutivi dell'edificio, l'eliminazione, la modifica e l'inserimento di nuovi elementi ed impianti...;*

Dalle risultanze dello studio idrogeologico effettuato sull'area, nell'ottica della realizzazione dell'impianto fotovoltaico e della costruzione di una nuova cabina elettrica di smistamento, le stesse occupando volumi ed ingombri minori rispetto alla situazione esistente, miglioreranno sensibilmente la pericolosità idraulica dell'area circostante. Pertanto, ai fini della compatibilità idrogeologica, gli interventi previsti in progetto anche se miglioreranno la pericolosità idraulica, è previsto che le nuove strutture vengano posizionate ad una quota altimetrica pari a 13 metri sul livello del mare corrispondente alla quota centenaria.

Dovranno essere emessi e rilasciati dall'installatore i seguenti documenti:

- ✓ manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
- ✓ progetto esecutivo in versione “come costruito”, corredato di schede tecniche dei materiali installati;
- ✓ dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
- ✓ dichiarazione di conformità ai sensi del DM 37/2008;
- ✓ certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino, e alla CEI EN 61646 per moduli a film sottile;
- ✓ certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità del convertitore c.c./c.a.

alle norme vigenti;

- ✓ certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- ✓ garanzia sull'intero impianto e sulle relative prestazioni di funzionamento.

La ditta installatrice, oltre ad eseguire scrupolosamente quanto indicato nel presente progetto, dovrà eseguire tutti i lavori nel rispetto della REGOLA DELL'ARTE.

L'accurata analisi svolta nei capitoli precedenti ha messo chiaramente in evidenza che la natura e l'estensione dell'intervento unitamente alle azioni poste in essere in sede progettuale (preventiva) e in quella di esercizio dell'attività (abbattimento) per limitare gli impatti, determina una incidenza sul contesto ambientale di BASSA/NULLA entità e non riveste carattere di significatività.

Soluzioni di inserimento utilizzate per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico:

- ✓ limitate altezze delle strutture, grazie alle innovazioni tecnologiche adottate nei nuovi impianti in sviluppo;
- ✓ Utilizzo di strutture con pali infissi nel suolo senza plinti in cemento (semplici da dimettere e molto meno impattanti delle fondazioni o plinti in cemento);
- ✓ Recinzioni sollevate da terra e di altezze contenute per permettere il passaggio degli animali;
- ✓ piantumazioni perimetrali attentamente selezionate (con idonea vegetazione locale) che nascondano alla vista le strutture ed i moduli;
- ✓ selezione accurata dei siti di installazione.

In conclusione, a seguito di attente analisi che hanno indagato le varie fasi di realizzazione, esercizio e dismissione dell'impianto fotovoltaico in progetto si può affermare con certezza che lo stesso non determina impatti significativi per il territorio e l'ambiente preso in esame.

Gli interventi di mitigazione posti in essere concorreranno a determinare sul contesto ambientale e paesaggistico una incidenza di bassissima entità.

Pertanto, l'impianto fotovoltaico denominato "**Stefana Solare**", con potenza di immissione di 24 MWe, potrà essere ospitato all'interno della zona industriale del comune di Termoli, senza creare impatti significativi sull'ambiente, sul territorio e salvaguardando la salute umana, bensì permetterà di riqualificare una area degradata da diversi anni in un sito industriale dismesso.



Comune di Termoli

(Prov. Campobasso)



Bandiera Blu d'Europa
2015

SETTORE III PROGRAMMAZIONE GESTIONE E GOVERNO DEL TERRITORIO

Al Sig. Sindaco
del Comune di Termoli
SEDE

Termoli, 23 marzo 2016

*OGGETTO: Autorizzazione paesaggistica relativa agli interventi edilizi nel perimetro dell'area
COSIB.*

Con riferimento alla Sua richiesta di chiarimenti in oggetto e, nello specifico, se debba essere richiesta l'autorizzazione paesaggistica per gli interventi edilizi che incidono sull'aspetto esteriore dei luoghi e degli edifici nell'area del Nucleo Industriale Cosib allego specifica relazione.

Il Dirigente
Arch. Livio Mandrile
(documento firmato digitalmente)

VINCOLI PAESAGGISTICI NEL COMUNE DI TERMOLI COME DESUNTI DALLA DOCUMENTAZIONE AGLI ATTI DEGLI UFFICI E DAI SITI MINISTERIALI

L'autorizzazione paesaggistica deve essere richiesta per gli interventi edilizi che ricadono in area sottoposta a vincolo paesaggistico: è uno strumento previsto dal Codice dei Beni Culturali per la tutela delle aree di maggiore pregio paesistico, al fine di consentire il miglior inserimento nel paesaggio di opere edilizie ed opere infrastrutturali.

Il tipo di vincolo è stato introdotto dalla legge 29 giugno 1939, n. 1497, è stato integrato ed aggiornato con la dalla legge 8 agosto 1985, n. 431 – meglio conosciuta come Legge Galasso, ed è confluito nel d.Lgs. 29 ottobre 1999, n. 490 “*Testo unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali e ambientali*”, per essere definitivamente ricompreso nel d.Lgs. 22 gennaio 2004 n. 42 “*Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio*”.

In tutti questi passaggi legislativi la natura e le modalità di apposizione del vincolo non sono mutate; l'**art. 134** del CBC recita:

Articolo 134 Beni paesaggistici
1. Sono beni paesaggistici: a) gli immobili e le aree di cui all'articolo 136, individuati ai sensi degli articoli da 138 a 141; b) le aree di cui all'articolo 142; c) gli ulteriori immobili ed aree specificamente individuati a termini dell'articolo 136 e sottoposti a tutela dai piani paesaggistici previsti dagli articoli 143 e 156.

Per il comune di Termoli, in relazione all'individuazione dei beni elencati alle lettere a) b) e c) la situazione è la seguente:

- a) I vincoli apposti con dichiarazione di notevole interesse pubblico ex art. 136¹ del Codice dei Beni Culturali, nel territorio di Termoli sono:
1. DM 2 febbraio 1970 “*Dichiarazione di notevole interesse pubblico della fascia costiera molisana sita nei territori comunali di Petacciato, Termoli, Campomarino e Montenero di Bisaccia*”.
 2. DM 18 aprile 1985 “*Dichiarazione d notevole interesse pubblico di zone ricadenti nei comuni di Montenero di Bisaccia, Campomarino e S. Giacomo degli*

¹ **Articolo 136 Immobili ed aree di notevole interesse pubblico**

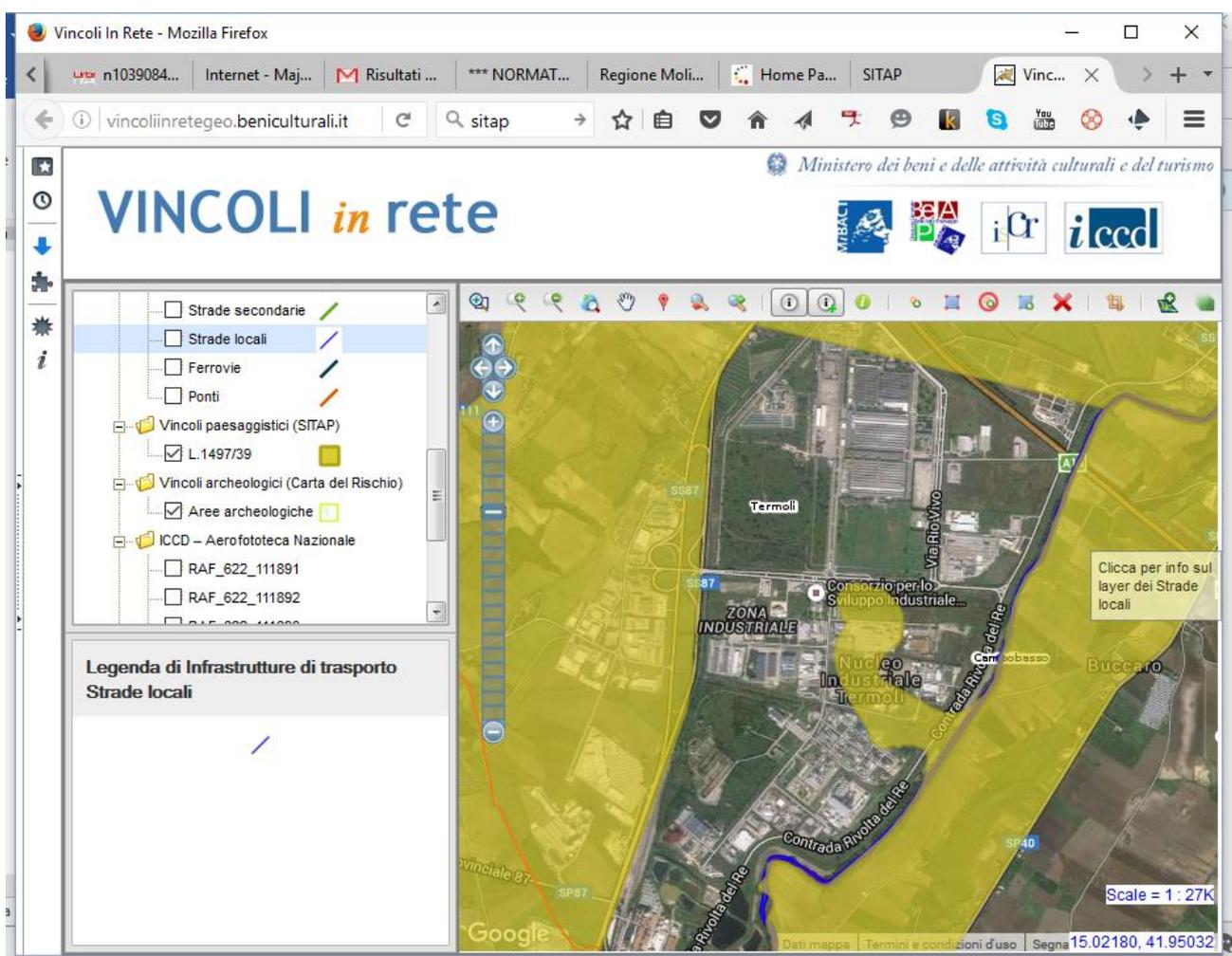
1. Sono soggetti alle disposizioni di questo Titolo per il loro notevole interesse pubblico:
- a) le cose immobili che hanno cospicui caratteri di bellezza naturale, singolarità geologica o memoria storica, ivi compresi gli alberi monumentali;
 - b) le ville, i giardini e i parchi, non tutelati dalle disposizioni della Parte seconda del presente codice, che si distinguono per la loro non comune bellezza;
 - c) i complessi di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale, inclusi i centri ed i nuclei storici;
 - d) le bellezze panoramiche e così pure quei punti di vista o di belvedere, accessibili al pubblico, dai quali si goda lo spettacolo di quelle bellezze.

Schiavoni. Integrazione della dichiarazione di notevole interesse pubblico, di cui al decreto ministeriale 2 febbraio 1970 riguardante i comuni di Montenero di Bisaccia Petacciato, Termoli e Campomarino.

3. DM 11 giugno 1992 “Dichiarazione di notevole interesse pubblico di un’area inclusa nel territorio di Guglionesi e di Termoli”.

Tra questi vincoli, sia nella loro formulazione testuale che nella rappresentazione cartografica, l’area del nucleo industriale Cosib non è compresa nella perimetrazione, come è evidente dalla consultazione delle banche dati del Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo.

Immagine tratta dal portale “Vincoli in rete” - Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo

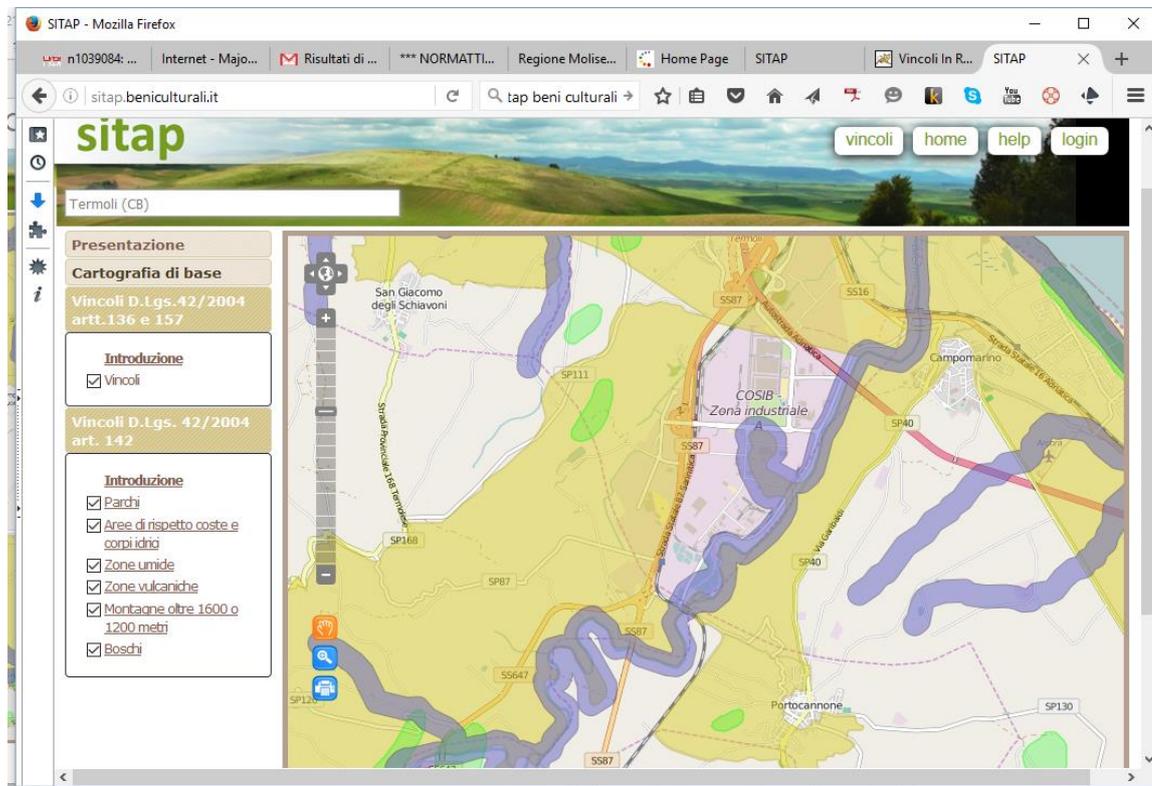


- b) I beni di cui all’art. 142², tutelati per legge per la loro natura, ancorché non oggetto di specifico decreto, sono per Termoli le fasce fluviali, la fascia costiera, i boschi, gli usi

² **Articolo 142 (Aree tutelate per legge)**

1. Sono comunque di interesse paesaggistico e sono sottoposti alle disposizioni di questo Titolo:

civici; i primi tre si trovano rappresentati, per quanto concerne l'area Cosib, nell'immagine tratta dal SITAP - sistema informativo territoriale ambientale paesaggistico del Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo.³



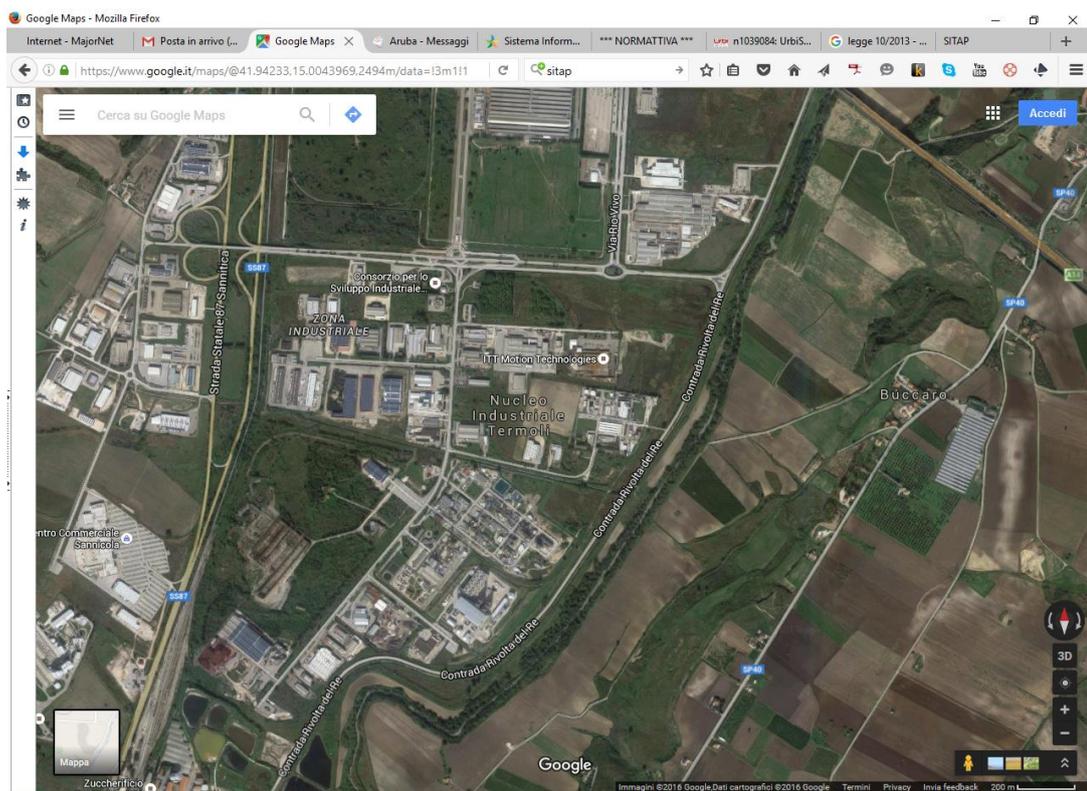
La porzione di territorio nell'area Cosib compresa nella perimetrazione del vincolo è la destra orografica dell'ansa del Biferno, che è in territorio di Campomarino, come si

- a) i territori costieri compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i terreni elevati sul mare;
- b) i territori contermini ai laghi compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i territori elevati sui laghi;
- c) i fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna;
- d) le montagne per la parte eccedente 1.600 metri sul livello del mare per la catena alpina e 1.200 metri sul livello del mare per la catena appenninica e per le isole;
- e) i ghiacciai e i circhi glaciali;
- f) i parchi e le riserve nazionali o regionali, nonché i territori di protezione esterna dei parchi;
- g) i territori coperti da foreste e da boschi, ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento, come definiti dall'articolo 2, commi 2 e 6, del decreto legislativo 18 maggio 2001, n. 227;
- h) le aree assegnate alle università agrarie e le zone gravate da usi civici;
- i) le zone umide incluse nell'elenco previsto dal decreto del Presidente della Repubblica 13 marzo 1976, n. 448;
- l) i vulcani; m) le zone di interesse archeologico.

³ Il SITAP è il sistema web-gis della Direzione generale per il paesaggio, le belle arti, l'architettura e l'arte contemporanea finalizzato alla gestione, consultazione e condivisione delle informazioni relative alle aree vincolate ai sensi della vigente normativa in materia di tutela paesaggistica.

Sezione contenente la rappresentazione cartografica in formato vettoriale (elementi poligonali, lineari e puntuali) delle aree e dei beni sottoposti a vincolo paesaggistico (dichiarazione di notevole interesse pubblico ai sensi degli artt. 136 e 157 del Codice) e già tutelati ai sensi delle leggi n. 77/1922 e n. 1497/1939.

evince dalla consultazione della banca dati del Ministero. Nel territorio di Termoli risulterebbe la fascia di 150 metri sulla sinistra orografica del Biferno. senonché il percorso del Biferno in quel punto non è più quello rappresentato nella cartografia del Ministero, ma venne a suo tempo deviato per realizzare il PIP dell'area industriale: pertanto è venuta a mancare l'origine, la motivazione del vincolo, che è di natura "ricognitiva", ovvero si applica a tutti i beni che si trovano a tutti gli effetti in quella condizione, che ora è venuta a mancare poiché il fiume Biferno non ha più un'ansa nell'area Cosib ma scorre tangente alla stessa, come si evidenzia nell'immagine.



- c) Gli ulteriori beni individuati dal Piano Paesaggistico devono essere ricavati dagli elaborati del **Piano di area vasta numero 1** - della fascia costiera. Dalla consultazione della *Carta dei vincoli, dei demani, delle proprietà collettive* sono riportate le perimetrazioni già indicate e rappresentate nelle banche dati del Ministero, ossia i vincoli oggetto di decreto illustrati al punto a) e i vincoli ex "legge Galasso". Dunque il Piano Territoriale Paesistico Ambientale di Area Vasta non ha perimetrato nuovi vincoli sull'area Industriale di Termoli, già stralciata dai vincoli apposti dal Ministero, limitandosi a rappresentare graficamente gli stessi. Nell'Elaborato di sintesi

Dall'immagine si evince come l'area Cosib sia stralciata dal vincolo, a meno dell'ansa del fiume Biferno in territorio di

S1” – Elementi ed ambiti di interesse percettivo l’area Cosib è classificata come di “BASSO” interesse, mentre nella Planimetria di progetto P1 l’area è classificata come MS -



LEGENDA :

	LIMITE DI AREA
	CONFINI COMUNALI
	L. 1497/39
	D.M. 21/9/87 art. 2
	L.431 art.1 lett. a, c (TERRITORI COSTIERI, FIUMI, ETC.)
	TRATTURO (L. 1089/39)
	L.431 art.1 lett. g (BOSCHI)
	L.431 art.1 lett. m (ZONE ARCHEOLOGICHE)
	L.431 art.1 lett. h (USI CIVICI)
	ZONA SISMICA
	VINCOLO IDROGEOLOGICO
	CONSOLIDAMENTO
	TRASFERIMENTO PARZIALE
	DEMANIO
	PROPRIETA' COMUNALE

“Aree del sistema insediativo con valore medio percettivo” normate dall’art. 30 delle Norme tecniche del PTPAAV corredato dalle *“Matrici qualitative della trasformabilità e delle modalità di trasformazione del territorio ai fini di tutela e valorizzazione”* dalla lettura della quale si evince la prescrizione della *“Trasformazione Condizionata TC1 -*

trasformazione condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio di autorizzazione ai sensi dell’art. 7 della l. 1497/1939”⁴.

Campomarino.

⁴ **Art. 7.** I proprietari, possessori o detentori, a qualsiasi titolo, dell’immobile, il quale sia stato oggetto di notificata dichiarazione o sia stato compreso nei pubblicati elenchi delle località non possono distruggerlo nè introdurvi modificazioni che rechino pregiudizio a quel suo esteriore aspetto che è protetto dalla presente legge. Essi, pertanto debbono presentare i progetti dei lavori che vogliono

Ora: l'art. 7 della legge 1497/1939(riportato in nota) parla di "immobile il quale sia stato oggetto di notificata dichiarazione o sia stato compreso nei pubblicati elenchi delle localita".

Dall'analisi in precedenza effettuata sui vincoli è stato chiaramente dedotto che l'area del nucleo industriale Cosib non è stata oggetto di dichiarazione poiché non è stata compresa in alcuna perimetrazione, requisito richiesto per l'assoggettabilità all'autorizzazione paesaggistica.

Non è possibile quindi dedurre dagli elaborati del PTPAAV il dettato comma 1.c. dell'art. 134 del Codice dei Beni Culturali (richiamato in precedenza nel testo) gli "ulteriori immobili ed aree specificamente individuati a termini dell'articolo 136 e sottoposti a tutela dai piani paesaggistici previsti dagli articoli 143 e 156".

intraprendere alla competente Regia Soprintendenza e astenersi dal mettervi mano sino a tanto che non ne abbiano ottenuta l'autorizzazione. E' fatto obbligo al Regio soprintendente, di pronunciarsi sui detti progetti nel termine massimo di tre mesi dalla loro presentazione.

CONCLUSIONI

*Allo stato degli atti in possesso dell'ufficio,
consultati gli elaborati del il Piano Territoriale Paesistico Ambientale di Area Vasta n. 1, approvato
con Delibera di Consiglio Regionale n. 253 del 01-10-97,
consultati i siti istituzionali del Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo che
pubblicano i dati relativi ai vincoli paesaggistici,*

***L'area corrispondente alla perimetrazione del nucleo industriale Cosib non risulta in alcun modo
compresa fra i beni paesaggistici elencati all'art. 34 del d.Lgs 22 gennaio 2004, n. 42 "Codice dei
beni culturali e del paesaggio" e non risulta pertanto assoggettata all'autorizzazione
paesaggistica prescritta dall'art. 146 del Codice.***

Termoli, 23 marzo 2016

Il Dirigente

Settore III – Programmazione, Gestione e

Governo del Territorio

Arch. Livio Mandrile

