

TITLE: RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA

AVAILABLE LANGUAGE: IT

RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA

Progetto di un impianto fotovoltaico e delle relative opere di
 connessione alla Rete sito nel Comune di Pineto (TE) di 9,38 MW -
 Italia

"Pineto (TE)"



File: PIN.ENG.REL.002.00_Relazione Tecnico Descrittiva.doc

00	29/11/2024	EMISSIONE DEFINITIVA						S.De Marco	F.Trovati	L.Spaccino				
REV.	DATE	DESCRIPTION						PREPARED	VERIFIED	APPROVED				
CLIENT CODE														
IMP.			GROUP.			TYPE			PROGR.			REV		
P	I	N	E	N	G	R	E	L	0	0	2	0	0	
CLASSIFICATION For Information or For Validation						UTILIZATION SCOPE Basic Design								

Indice

1. PREMESSA.....	4
2. RIFERIMENTI NORMATIVI.....	6
3. DATI DI PROGETTO.....	7
3.1. Dati Generali della Committente	16
3.2. Scheda Tecnica dell'impianto.....	16
4. COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO RISPETTO AL D.LGS. 199/2021.....	21
5. DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI	25
5.1. Fase di Cantiere	25
5.2. Fase di Esercizio.....	31
5.3. Dismissione dell'impianto a fine vita, operazioni di messa in sicurezza del sito e ripristino ambientale	32
6. GESTIONE DEI RIFIUTI	32
7. DIMENSIONAMENTO IMPIANTO.....	33
7.1. Moduli Fotovoltaici.....	33
7.2. Strutture di sostegno	35
7.3. Inverter di stringa	36
7.4. Quadri Elettrici in Alternata	38
7.5. Trasformatori BT/MT.....	38
7.6. Cabinati Elettrici.....	38
7.7. Interfaccia di Rete	39
7.8. Contatore Energia Prodotta	40
7.9. Cavi Elettrici.....	41
7.10. Protezione contro le Sovracorrenti.....	41
7.10.1. Sovraccarichi.....	41
7.10.2. Corto Circuito	43
7.10.3. Protezione contro contatti indiretti	43
7.11. Sistema di supervisione e controllo.....	44
8. STRUTTURE DI SUPPORTO DEI MODULI FOTOVOLTAICI	45
9. VERIFICHE FINALI.....	47
9.1. Esame a vista	47



9.2.	Misure e prove.....	47
10.	DOCUMENTAZIONE.....	47

1. Premessa

Lo scopo del presente documento è quello di definire le caratteristiche tecniche del progetto proposto da Atlas – Solar 11 S.r.l., che ha come oggetto la realizzazione di un impianto fotovoltaico denominato “Pineto”, localizzato all’interno del territorio comunale di Pineto (TE), e delle relative opere di connessione alla rete, della potenza pari a 9.383,36 kWp.

L’impianto installato a terra con potenza nominale pari 8,400 MW_{AC} è destinato ad essere collegato in media tensione, come indicato nella Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) fornita da E-Distribuzione S.p.A..

Le opere in progetto saranno site nel Comune di Pineto, in provincia di Teramo, con le opere connesse che interesseranno il medesimo Comune.

Il progetto proposto sarà allacciato alla rete elettrica di distribuzione MT con tensione nominale di 20 kV tramite realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina primaria AT/MT “Pineto”.



Figura 1 –Sovrapposizione su ortofoto dell’area di impianto (in rosso), del percorso del cavidotto di connessione alla rete (in magenta), della cabina di consegna (in azzurro) e della cabina primaria “Pineto” (in verde).



Figura 2 – Dettaglio su ortofoto dell'area di impianto (in rosso), del percorso del cavidotto di connessione alla rete (in magenta), della cabina di consegna (in azzurro) e della cabina "Le colombaie" (in verde)



Figura 3 – Dettaglio su ortofoto del posizionamento della nuova cabina di sezionamento (in blu). In magenta il tracciato del cavidotto di connessione alla rete

Attualmente il terreno interessato dal progetto in esame si presenta incolto e in stato di abbandono:



Figura 4 – Foto scattata durante il sopralluogo effettuato a Novembre 2024

2. Riferimenti Normativi

- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- 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 99-3: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.;
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Identificazione dei morsetti degli apparecchi, delle estremità dei conduttori e dei conduttori;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3-2: Limiti - Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);
- CEI EN 50470-1 (CEI 13-52) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparat di misura (indici di classe A, B e C)
- CEI EN 50470-3 (CEI 13-54) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C);
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini, serie;
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;

- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT), serie;
- 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.

3. Dati di Progetto

L'area di intervento, costituita da un'area agricola nella disponibilità della proponente, risulta essere facilmente raggiungibile dalla strada provinciale SP27a e dalla strada comunale "via Giove".

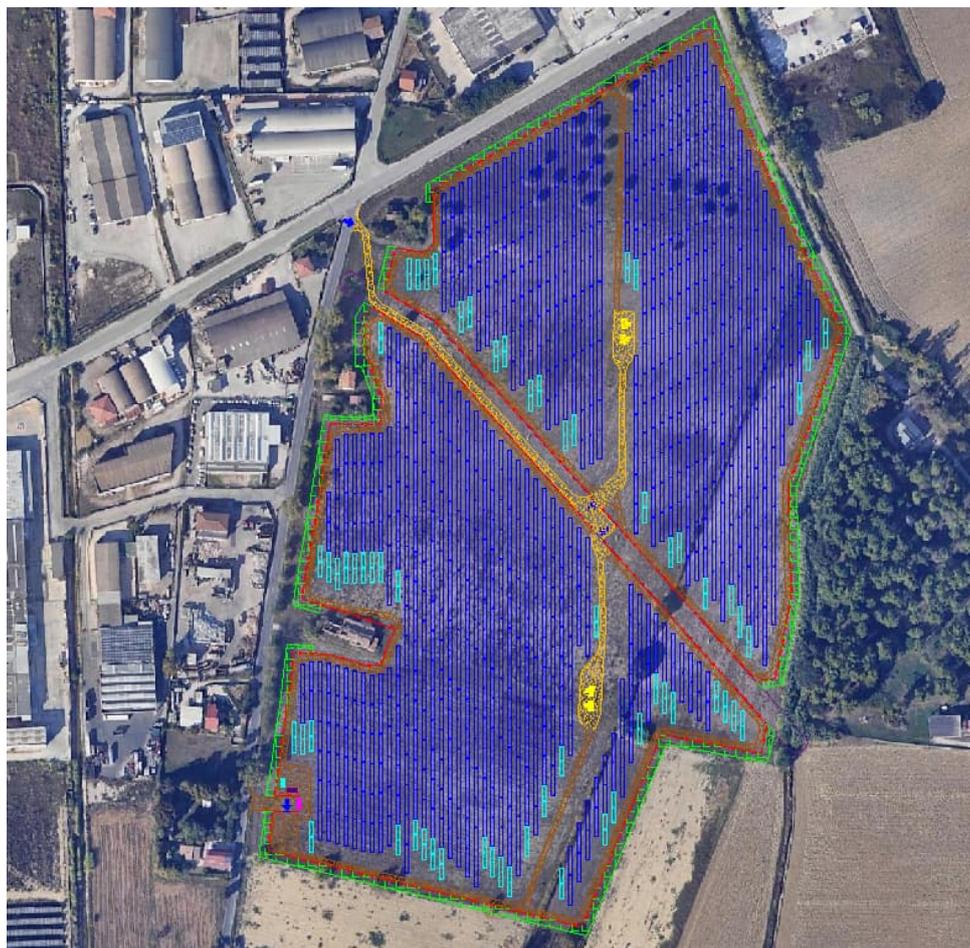
L'area di progetto, da un punto di vista topografico, risulta essere prevalentemente pianeggiante, e risulta essere interessata dal passaggio di una condotta idrica, relativa al Consorzio di Bonifica di Teramo da nord verso sud, nonché da una linea elettrica MT da ovest verso est, dalla quale si è previsto un opportuno buffer di rispetto dalle opere di progetto, in accordo con Linee Guida di Rete.

Si segnala inoltre, la presenza di canali di scolo interni all'area di interesse, i quali, non essendo accatastati o relativi al consorzio di bonifica, ma essendo dei canali privati, così come indicato dalla proponente, si è provveduto ad ipotizzarne l'itterramento e l'utilizzo della superficie attualmente occupata da tale canale come area utile di impianto.

Infine, si evidenzia la presenza di alberature ad alto fusto lungo i lati ovest, e all'interno dell'area di progetto a nord. Quest'ultimi saranno opportunamente espiantanti, al fine di garantire una maggiore area utile all'impianto.

L'impianto di produzione sarà allacciato alla rete di Distribuzione MT con tensione nominale di 20 kV. Il progetto proposto sarà allacciato alla rete di e-Distribuzione tramite realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna alla cabina primaria AT/MT PINETO.

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico di potenza di picco pari a 9.383,36 kW_p, come riportato nella figura seguente:



-  Recinzione
-  Accesso
-  Fascia di mitigazione (5 m)
-  Strutture 1x28
-  Strutture 1x14
-  T.U. 2100 kVA
-  Cabina SCADA
-  Cabina di Utenza
-  Cabina di Consegna
-  Viabilità interna
-  Viabilità interna di servizio

Figura 5 – Sovrapposizione su ortofoto del layout di progetto (Fonte: Google Earth)

Di seguito vengono riportati i dati relativi all'ubicazione e alle caratteristiche climatiche dell'area interessata dall'impianto in oggetto:

Tabella 1 – Descrizione sito

COORDINATE	
COMUNE	Pineto
PROVINCIA	Teramo
LATITUDINE	42°38'22.75"N
LONGITUDINE	14° 1'18.27"E
INQUADRAMENTO FOTOGRAFICO – Area di impianto	
PANORAMICA SITO: INDICAZIONE AREA DI PROGETTO	
	

Le aree che verranno interessate dall'impianto fotovoltaico ricadono nel Comune di Pineto, in provincia di Teramo, e il cavidotto di connessione alla rete interesserà il medesimo territorio comunale.

Per maggiori dettagli si rimanda agli elaborati "PIN.ENG.TAV.008_ *Layout di impianto quotato, descrittivo dell'intervento*" e "PIN.ENG.TAV.028_ *Planimetria dei cavidotti di connessione alla rete*".

I centri abitati più vicini all'area di impianto risultano essere:

- a c.ca 0,25 km a sud è presente il centro abitato di Torre San Rocco;
- a c.ca 1,00 km ad nord-est è presente il centro abitato di Scerne;
- a c.ca 1,38 km a nord-ovest è presente il centro abitato di Piano Vomano.

L'area valorizzabile con la realizzazione degli impianti in progetto interessa le seguenti particelle catastali del

Comune di Pineto (TE):

- Foglio 2, Particella 3;
- Foglio 6, Particelle 4, 9, 13, 542, 546, 551, 554, 555, 556, 558, 549.

Per quanto riguarda il cavidotto di connessione, e la relativa fascia di asservimento di larghezza pari a 2 m, verranno coinvolte le seguenti particelle catastali del Comune Pineto (TE):

- Comune di Pineto, Foglio 5, Particella 144;
- Comune di Pineto, Foglio 6, Particelle 20, 22, 109, 114, 133, 138, 139, 142, 174, 185, 188, 265, 266, 269, 340, 421, 437, 459, 464, 473, 478, 484, 486, 591, 601, 623;
- Comune di Pineto, Foglio 9, Particelle 67, 191, 261, 304;
- Comune di Pineto, Foglio 10, Particelle 16, 17, 73, 78, 83, 121, 140, 143, 157, 211, 212, 213, 238, 243, 257, 260, 261, 279, 280;
- Comune di Pineto, Foglio 12, Particelle 7, 151, 166;
- Comune di Pineto, Foglio 13, Particelle 1, 2, 5, 7, 13, 69, 71, 99, 100, 107, 272, 292, 322, 522, 544, 552, 553, 561;
- Comune di Pineto, Foglio 18, Particelle 48, 61;
- Comune di Pineto, Foglio 19, Particelle 8, 9, 10, 13, 49, 58, 60, 65, 70, 214, 217, 247, 259, 311, 338, 339, 340, 356, 365, 367, 369, 371, 373, 375, 376, 377, 379, 380, 383, 384, 409, 410, 452, 455, 456, 460, 487, 499, 506, 508, 509, 510, 737, 842, 850, 851, 853, 868, 870, 877, 878;
- Comune di Pineto, Foglio 20, Particelle 602, 895, 897, 910, 1504;
- Comune di Pineto, Foglio 24, Particelle 55, 61, 73, 307;
- Comune di Pineto, Foglio 25, Particella 39;

Per maggiori dettagli, si rimanda agli elaborati "PIN.ENG.TAV.007_Piano particellare delle aree interessate dall'intervento"; "PIN.ENG.TAV.028_Planimetria dei cavidotti di connessione alla rete"; "PIN.ENG.TAV.003_Inquadramento catastale dell'intervento" e "PIN.ENG.TAV.030_Inquadramento catastale opere di connessione alla rete".

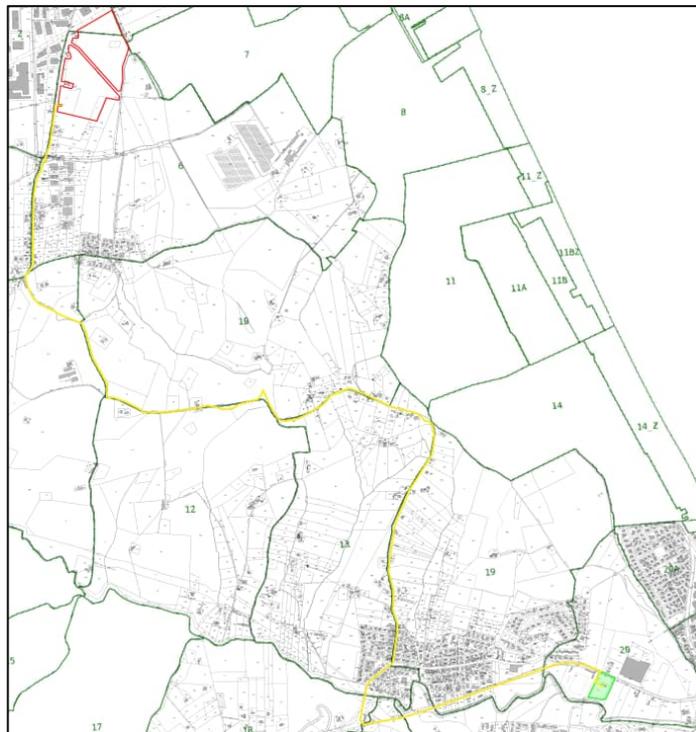


Figura 6 – Estratto di mappa catastale con confini dei fogli catastali (verde scuro) con sovrapposizione dell'area di impianto (in rosso), del cavidotto di connessione (in giallo) e del punto di connessione "CP AT/MT Pineto" (in verde)

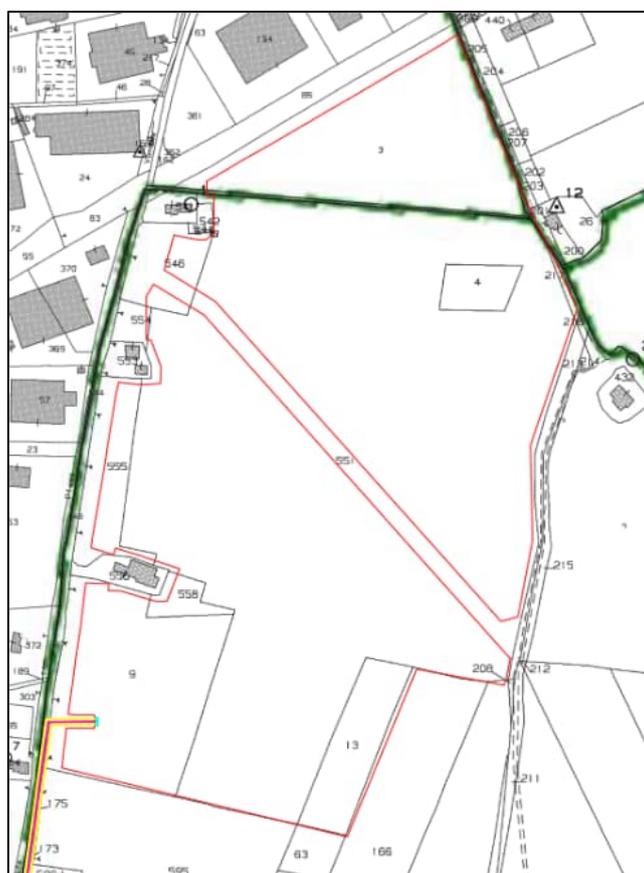


Figura 7 – Dettaglio dell'area oggetto di impianto (in rosso), del cavidotto di connessione (in magenta) e della cabina di consegna (in ciano). In verde il limite dei fogli catastali

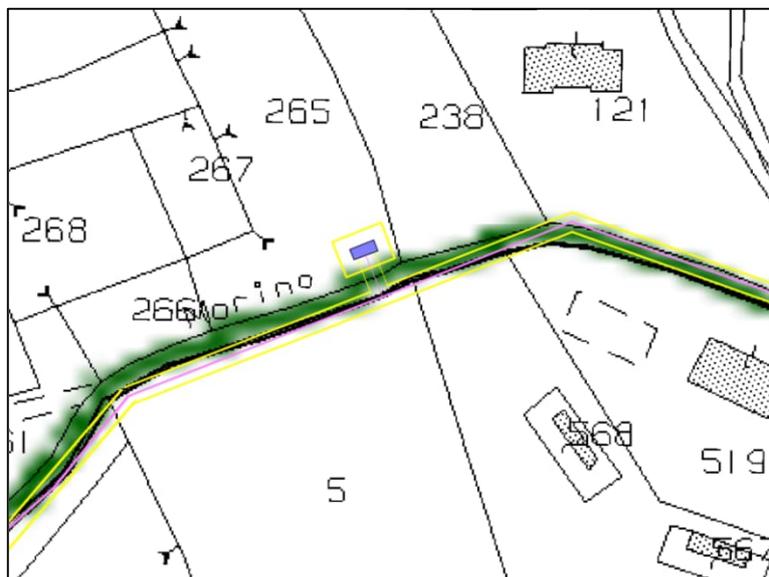


Figura 8 – Dettaglio del posizionamento della nuova cabina di sezionamento (in blu), del cavidotto di connessione (in magenta) e della fascia di asservimento (in giallo). In verde il limite dei fogli catastali

Da un punto di vista topografico l'area si sviluppa su un terreno agricolo pianeggiante, con pendenze inferiori al 5%. Per l'analisi della topografia delle aree e gli interventi di movimenti terra previsti si rimanda agli elaborati "PIN.ENG.TAV.012_Rilievo Plano-Altimetrico delle aree".

Si segnala la presenza di una condotta idrica interrata di proprietà del Consorzio di Bonifica di Teramo, la quale, in accordo con il Consorzio e in accordo con quanto condiviso dalla proponente, è stata inclusa all'interno del perimetro di impianto, prevedendo tuttavia una fascia di rispetto di 5 metri per parte del tracciato effettivo della condotta.

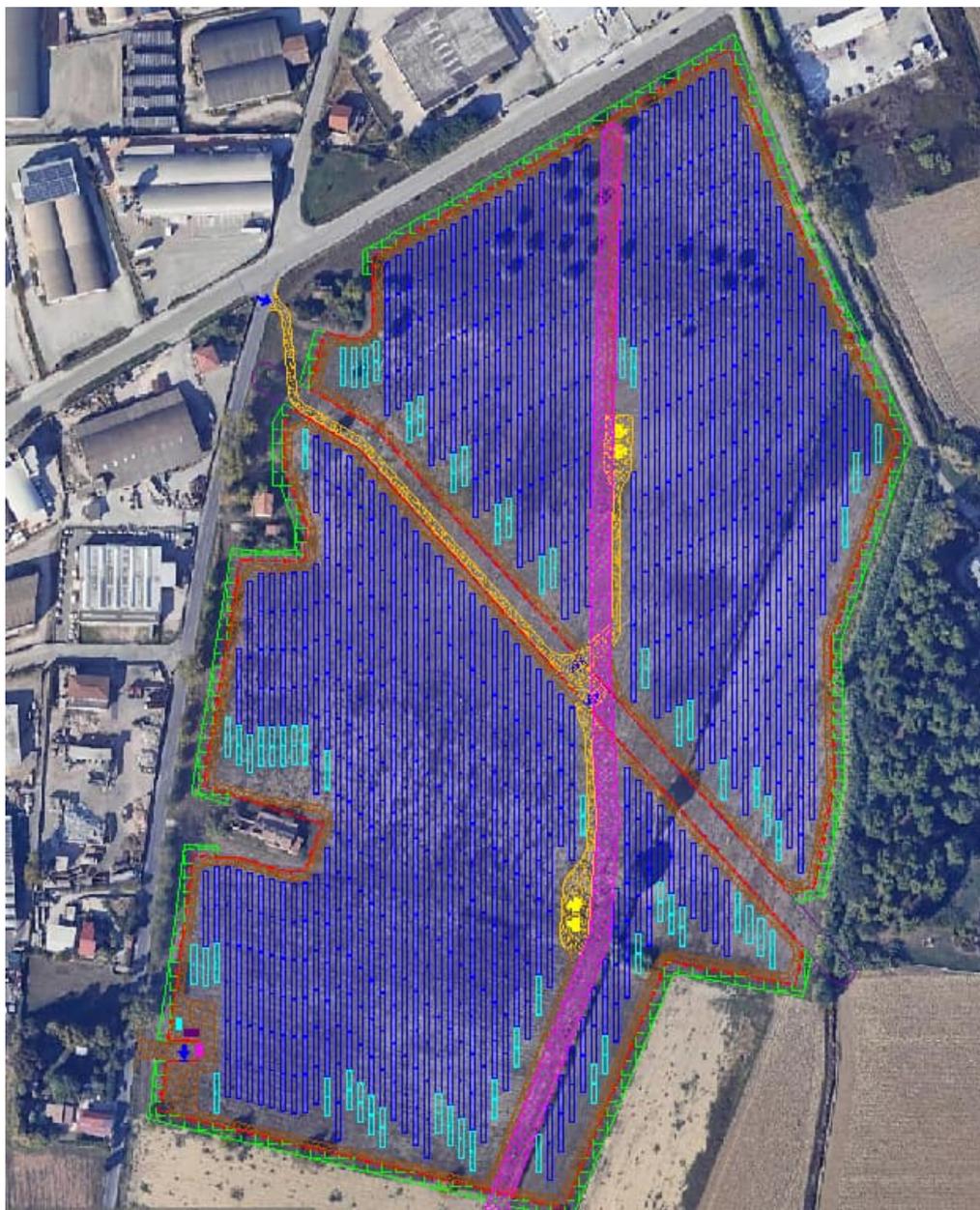


Figura 9 – Inquadramento del layout di progetto con evidenza della fascia di rispetto (in magenta) tenuto dal tracciato della condotta consortile (in ciano) di 5 metri per parte.



Figura 10 – Dettaglio bocchette di sfiato della condotta consortile, presenti lungo il tracciato della stessa, all'interno dell'area di progetto.

Si segnala inoltre come all'interno dell'area di progetto sia presente una linea elettrica MT, che percorre l'area di progetto da ovest verso est.

Si è provveduto ad escludere la porzione di area interessata dal passaggio di tale linea elettrica, prevedendo un buffer di 6,5 m per parte, così come osservabile dalla figura seguente:

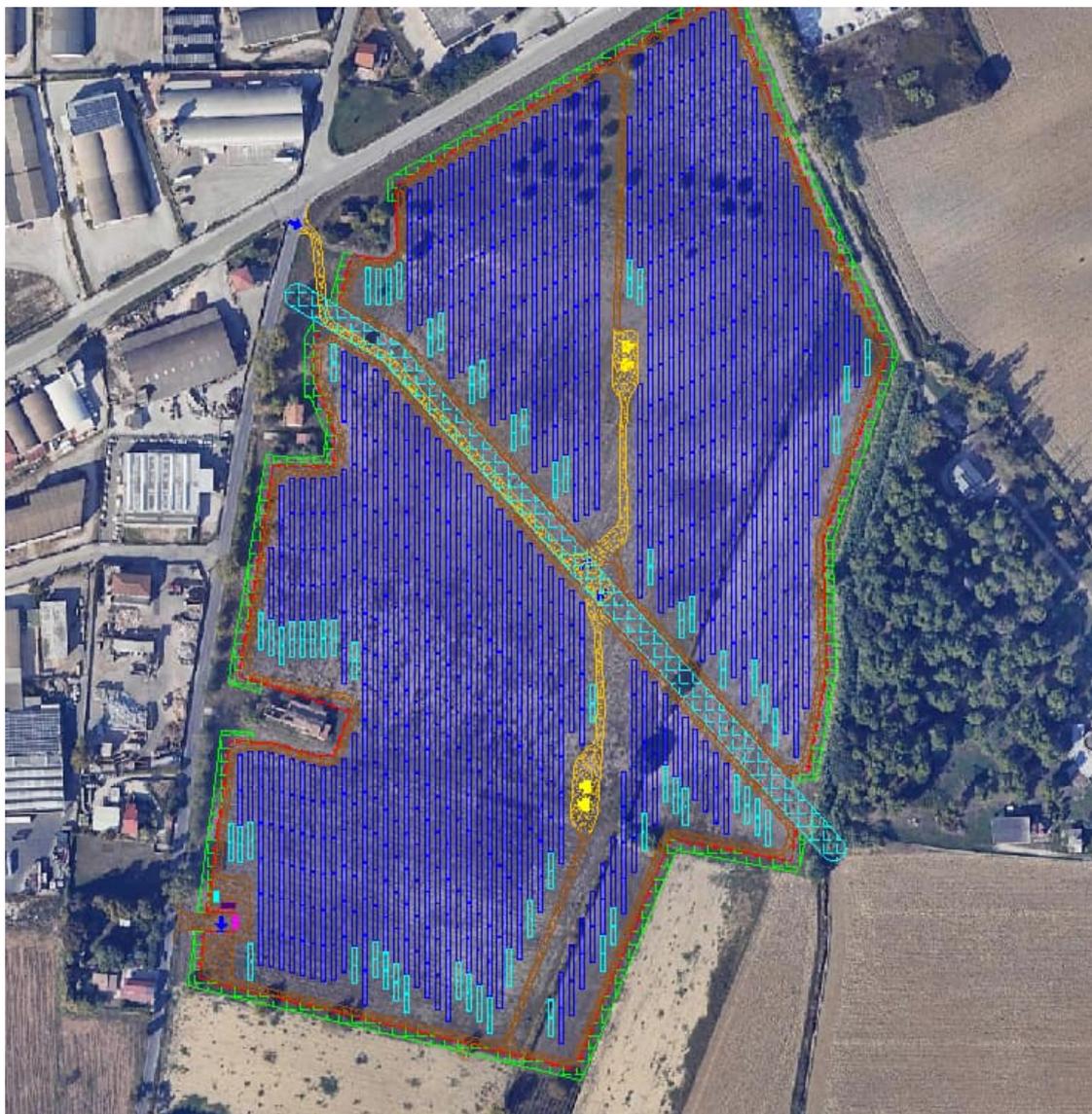


Figura 11 – Inquadramento del layout di progetto con evidenza della fascia di rispetto (in magenta) tenuto dal tracciato della linea MT esistente (in ciano) di 6,5 metri per parte.

Relativamente invece alle condotte elettriche BT presenti lungo il perimetro ovest dell'area di progetto, e che collegano allo stato attuale i ruderi ivi presenti, si prevede un futuro interrimento o dismissione delle stesse, rendendo difatti l'area attualmente occupata dalle stesse come area disponibile ai fini della realizzazione delle opere di progetto.

Il proponente si impegnerà alla futura domanda di dismissione o interrimento delle stesse.

3.1. Dati Generali della Committente

COMMITTENTE	Atlas – Solar 11 S.r.l.
SEDE LEGALE	Via Alessandro Algari,4 – 20148 Milano (MI)
OGGETTO DEI LAVORI	Realizzazione di un impianto fotovoltaico da 9.383,36 kWp

3.2. Scheda Tecnica dell'impianto

DATI GENERALI	Identificativo dell'impianto	Impianto Fotovoltaico Pineto
	Soggetto responsabile	Atlas – Solar 11 S.r.l.
	Ubicazione dell'impianto	Comune di Pineto (TE) – Teramo - Abruzzo
	Dati Catastali (area di impianto)	Comune di Pineto (TE) Foglio 2 Particella 3; Foglio 6 Particelle 4, 9, 13, 542, 546, 551, 554, 555, 556, 558, 549.
	Altitudine s.l.m.	11

Impianto

GENERATORE FOTOVOLTAICO	Potenza nominale	9.383,36 kWp
	Tensione di stringa alla massima potenza, V _m	1.138,20 V
	Corrente di stringa alla massima potenza, I _m	65 A
	N° moduli totale	13.216

Connessione alla rete	Massima potenza immessa	8.400,00 kVA
	Corrente di corto circuito nel punto di connessione in Media Tensione	12,5 kA

Moduli Fotovoltaici	Tipo celle fotovoltaiche	Silicio Monocristallino
	Potenza nominale, Pn	710 Wp
	Tensione alla massima potenza, Vm	40,65 V
	Corrente alla massima potenza, Im	17,47 A
	Tensione massima di circuito aperto, Voc	48,73 V

Strutture di sostegno	Materiale	Acciaio zincato
	Posizionamento	Terreno
	Integrazione architettonica dei moduli	No

STRING INVERTER 300 kVA	Numero totale di String Inverter	28
	Corrente massima per MPPT	65 A
	Numero di MPPT	6
	Massima tensione d'ingresso MPPT	1500 V
	Corrente AC massima	254 A
	Tensione d'uscita BT per singolo inverter	800 V
	Rendimento massimo	98,8%

TRASFORMATORI BT/MT	Potenza nominale	2500 kVA
	Tensione secondaria	800 V
	Livello di isolamento	22,5 kV
	Tensione Primario	20 kV
	Tensione Ucc %	7 %
	Numero totale	4
	Numero totale Transformation Unit	4 (n.4 x 2100 kVA)

Per ulteriori dettagli tecnici sui vari componenti dell'impianto si rimanda all'elaborato. "PIN.ENG.TAV.005_Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici di tutte le opere".

Di seguito vengono riportati i dati relativi alle caratteristiche climatiche dell'area interessata dall'impianto in oggetto:

Tabella 2 – Dati climatici del sito

Classificazione sismica	3
Zona climatica	C
Zona di vento	3

Nelle figure di seguito si riportano i risultati della simulazione effettuata alle coordinate dell'impianto, sulla base dei dati Meteonorm, per la stima della producibilità energetica:

Project summary					
Geographical Site		Situation		Project settings	
Zona Industriale Scerne, Pineto (TE)		Latitude	42.64 °N	Albedo	0.20
Italia		Longitude	14.02 °E		
		Altitude	9 m		
		Time zone	UTC+1		
Weather data					
Zona Industriale Scerne, Pineto (TE)					
Meteonorm 8.1 (1991-2012), Sat=100% - Sintetico					
System summary					
Grid-Connected System		Unlimited Trackers with backtracking		Near Shadings	
PV Field Orientation		Tracking algorithm		No Shadings	
Orientation		Irradiance optimization			
Tracking horizontal axis		Backtracking activated			
System information					
PV Array					
Nb. of modules	13224 units	Inverters		Nb. of units	28 units
Pnom total	9389 kWp	Pnom total		8400 kWac	
		Pnom ratio		1.118	
User's needs					
Unlimited load (grid)					

Figura 12 – Dati del progetto



Main results

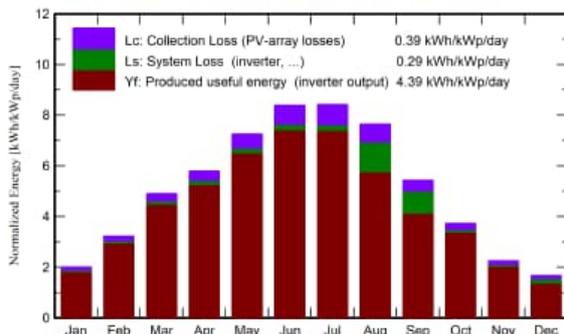
System Production

Produced Energy 15050727 kWh/year

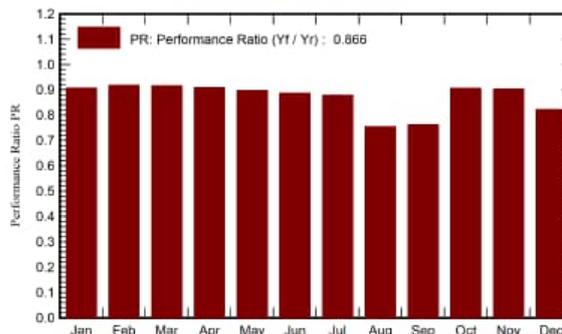
Specific production
Perf. Ratio PR

1603 kWh/kWp/year
86.56 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	48.7	28.96	6.44	62.3	56.3	550888	530695	0.907
February	69.1	32.19	7.25	90.3	83.2	803339	778794	0.918
March	118.8	54.37	10.41	152.0	141.7	1345988	1307003	0.916
April	140.3	70.47	13.30	173.9	163.0	1529078	1484171	0.909
May	180.2	91.04	17.83	225.2	211.2	1952903	1896531	0.897
June	198.7	84.18	22.18	251.7	237.1	2155144	2093446	0.886
July	203.8	81.53	24.94	261.2	246.1	2220008	2156254	0.879
August	181.5	74.54	24.40	237.2	223.2	2023957	1680556	0.755
September	127.3	58.77	19.79	162.9	152.2	1411391	1165376	0.762
October	90.4	45.93	16.07	115.7	107.0	1014010	983963	0.906
November	52.2	28.95	11.58	67.7	61.6	595191	573818	0.903
December	40.1	22.58	7.55	51.8	46.4	453814	400119	0.822
Year	1451.4	673.50	15.19	1852.0	1729.0	16055711	15050727	0.866

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 13 – Risultati della simulazione



Horizon definition

Orizzonte dal servizio web Meteonorm, lat=42,6397, lon=14,0219

Average Height 1.6 ° Albedo Factor 0.92
Diffuse Factor 0.98 Albedo Fraction 100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-81	-80	-68	-67	-57	-56	-48	-47	-41	-40
Height [°]	0.0	0.0	1.0	1.0	2.0	2.0	3.0	3.0	4.0	4.0	5.0
Azimuth [°]	-30	-29	-27	-26	-2	-1	10	11	38	39	48
Height [°]	5.0	4.0	4.0	3.0	3.0	4.0	4.0	3.0	3.0	2.0	2.0
Azimuth [°]	49	50	51	74	75	100	101	102	103	104	105
Height [°]	3.0	3.0	2.0	2.0	1.0	1.0	2.0	1.0	1.0	2.0	1.0
Azimuth [°]	122	123	140	141	153	154	160	161	175	176	179
Height [°]	1.0	2.0	2.0	3.0	3.0	2.0	2.0	1.0	1.0	0.0	0.0

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

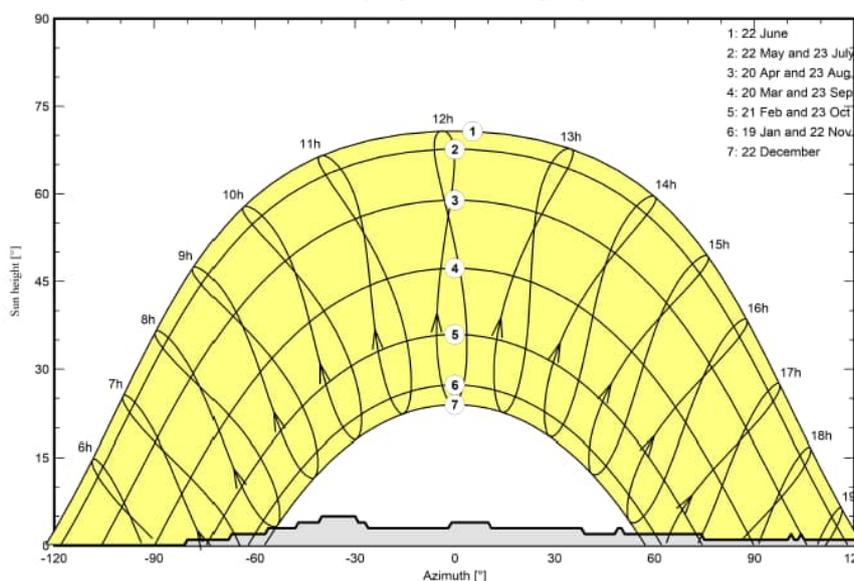


Figura 14 – Azimuth diagram relativamente al sito considerato

4. Compatibilità dell'intervento rispetto al D.Lgs. 199/2021

Nella relazione tecnica inserire la trattazione delle aree idonee D.L. 199/2021 e la descrizione dello stato di coltivazione del terreno (incolto/stato di abbandono, come da agronomica);

Dal punto di vista della normativa nazionale, le aree idonee vengono definite dall'art.20 comma 8 del D.Lgs. 199/2021, modificato successivamente con l'articolo 5 del D.L. n. 63/2024, con l'introduzione dell'articolo 1-bis).

Si riportano di seguito un estratto dell'art.20, nonché la rappresentazione e la verifica delle aree idonee per l'area di progetto.

“ Art. 20 - (Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili)

1. *Con uno o più decreti del Ministro della transizione ecologica di concerto con il Ministro della cultura, e il Ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali, previa intesa in sede di Conferenza unificata di cui all'[articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281](#), da adottare entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono stabiliti principi e criteri omogenei per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili aventi una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal PNIEC per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili, tenuto conto delle aree idonee ai sensi del comma 8. In via prioritaria, con i decreti di cui al presente comma si provvede a:
 - a) *dettare i criteri per l'individuazione delle aree idonee all'installazione della potenza eolica e fotovoltaica indicata nel PNIEC, stabilendo le modalità per minimizzare il relativo impatto ambientale e la massima porzione di suolo occupabile dai suddetti impianti per unità di superficie, nonché dagli impianti a fonti rinnovabili di produzione di energia elettrica già installati e le superfici tecnicamente disponibili;*
 - b) *indicare le modalità per individuare superfici, aree industriali dismesse e altre aree compromesse, aree abbandonate e marginali idonee alla installazione di impianti a fonti rinnovabili.**

- 1 - bis *L'installazione degli impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra ((...)), in zone classificate agricole dai piani urbanistici vigenti, è consentita esclusivamente nelle aree di cui alle lettere a), limitatamente agli interventi per modifica, rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione degli impianti già installati, a condizione che non comportino incremento dell'area occupata, c), ((incluse le cave già oggetto di ripristino ambientale e quelle con piano di coltivazione terminato ancora non ripristinate, nonché le discariche o i lotti di discarica chiusi ovvero ripristinati,)) c-bis), c-bis.1) ((e c-ter), numeri 2) e 3), del comma 8 del presente articolo)). Il primo periodo non si applica nel caso di progetti che prevedano impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra finalizzati alla costituzione di una ((comunità energetica rinnovabile ai sensi dell'articolo 31 del presente decreto)) nonché in caso di progetti attuativi delle altre misure di investimento del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), approvato con decisione del Consiglio ECOFIN del 13 luglio 2021, come modificato con decisione del Consiglio ECOFIN dell'8 dicembre 2023, e ((del Piano nazionale per gli investimenti complementari)) al PNRR (PNC) di cui all'articolo 1 del decreto-legge 6 maggio 2021, n. 59,*

convertito, con modificazioni, dalla legge 1° luglio 2021, n. 101, ovvero di progetti necessari per il conseguimento degli obiettivi del PNRR.

[...]

8. Nelle more dell'individuazione delle aree idonee sulla base dei criteri e delle modalità stabiliti dai decreti di cui al comma 1, sono considerate aree idonee, ai fini di cui al comma 1 del presente articolo:

a) i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica, anche sostanziale, per rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione, eventualmente abbinati a sistemi di accumulo, che non comportino una variazione dell'area occupata superiore al 20 per cento. Il limite percentuale di cui al primo periodo non si applica per gli impianti fotovoltaici, in relazione ai quali la variazione dell'area occupata è soggetta al limite di cui alla lettera c-ter), numero 1);

b) le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi del Titolo V, Parte quarta, del [decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152](#);

c) le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale, o le porzioni di cave e miniere non suscettibili di ulteriore sfruttamento.

c-bis) i siti e gli impianti nelle disponibilità delle società del gruppo Ferrovie dello Stato italiane e dei gestori di infrastrutture ferroviarie nonché delle società concessionarie autostradali.

c-bis.1) i siti e gli impianti nella disponibilità delle società di gestione aeroportuale all'interno dei sedimi aeroportuali, ivi inclusi quelli all'interno del perimetro di pertinenza degli aeroporti delle isole minori di cui all'allegato 1 al decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 114 del 18 maggio 2017, ferme restando le necessarie verifiche tecniche da parte dell'Ente nazionale per l'aviazione civile (ENAC).

c-ter) esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano, in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del [codice dei beni culturali e del paesaggio](#), di cui al [decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42](#):

1) le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere;

2) le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti, questi ultimi come definiti dall'[articolo 268, comma 1, lettera h\)](#), del [decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152](#), nonché le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri dal medesimo impianto o stabilimento;

3) le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri.

c-quater) fatto salvo quanto previsto alle lettere a), b), c), c-bis) e c-ter), le aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del [decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42](#), incluse le zone gravate da usi civici di cui all'articolo 142, comma 1, lettera h), del medesimo decreto, né ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo. Ai soli fini della presente lettera, la fascia di rispetto è determinata considerando una distanza dal perimetro di beni sottoposti a tutela di tre

chilometri per gli impianti eolici e di cinquecento metri per gli impianti fotovoltaici. Resta ferma, nei procedimenti autorizzatori, la competenza del Ministero della cultura a esprimersi in relazione ai soli progetti localizzati in aree sottoposte a tutela secondo quanto previsto all'[articolo 12, comma 3-bis, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387](#).

Di seguito la verifica delle area idonee ai sensi del D.lgs 199/2021:

- **Art.20 comma 8 lett. a)**

All'interno dell'area di progetto non sono presenti impianti a fonte rinnovabile, pertanto questo requisito non è soddisfatto

- **Art.20 comma 8 lett. b)**

L'area di progetto non risulta essere sito oggetto di bonifica ai sensi del Titolo V, parte quarta del D.Lgs n.152 del 2006. Pertanto, questo requisito non è soddisfatto.

- **Art.20 comma 8 lett. c)**

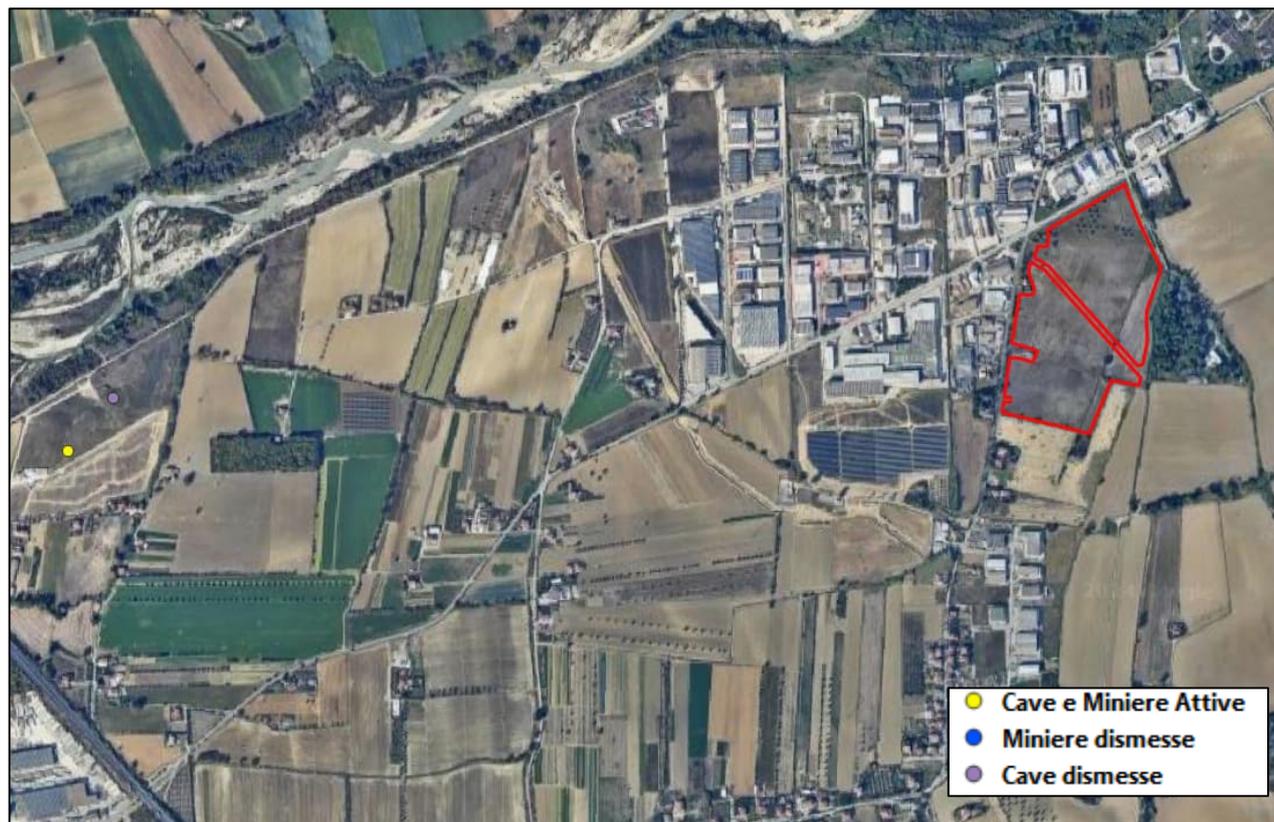


Figura 15 – Inquadramento dell'area di impianto (in rosso) su Cave e miniere dismesse e attive regione Abruzzo. (Fonte: [Allegati DGR 683/2018 | Regione Abruzzo](#))

Come si evince dalla Figura 15, l'area di impianto non è interessata da cave e/o miniere dismesse e pertanto, questo requisito non è soddisfatto.

- **Art.20 comma 8 lett. c bis)**

L'area di impianto non risulta nella disponibilità delle società del gruppo Ferrovie dello Stato italiane e dei gestori di infrastrutture ferroviarie nonché delle società concessionarie autostradali. Pertanto, questo requisito non è soddisfatto.

- **Art.20 comma 8 lett. c bis1)**

L'area di impianto non risulta nelle disponibilità delle società di gestione aeroportuale all'interno dei sedimi aeroportuali, pertanto questo requisito non è soddisfatto.

- **Art.20 comma 8 lett. c-ter) lett.1)**

A seguito dell'articolo 5 del D.L. n. 63/2024, il presente comma non risulta più vigente, ma per gli impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra si fa riferimento a quanto riportato dall'art.20 comma 1-bis. Per tale verifica, si rimanda ai paragrafi successivi.

- **Art.20 comma 8 lett. c-ter) lett.2)**

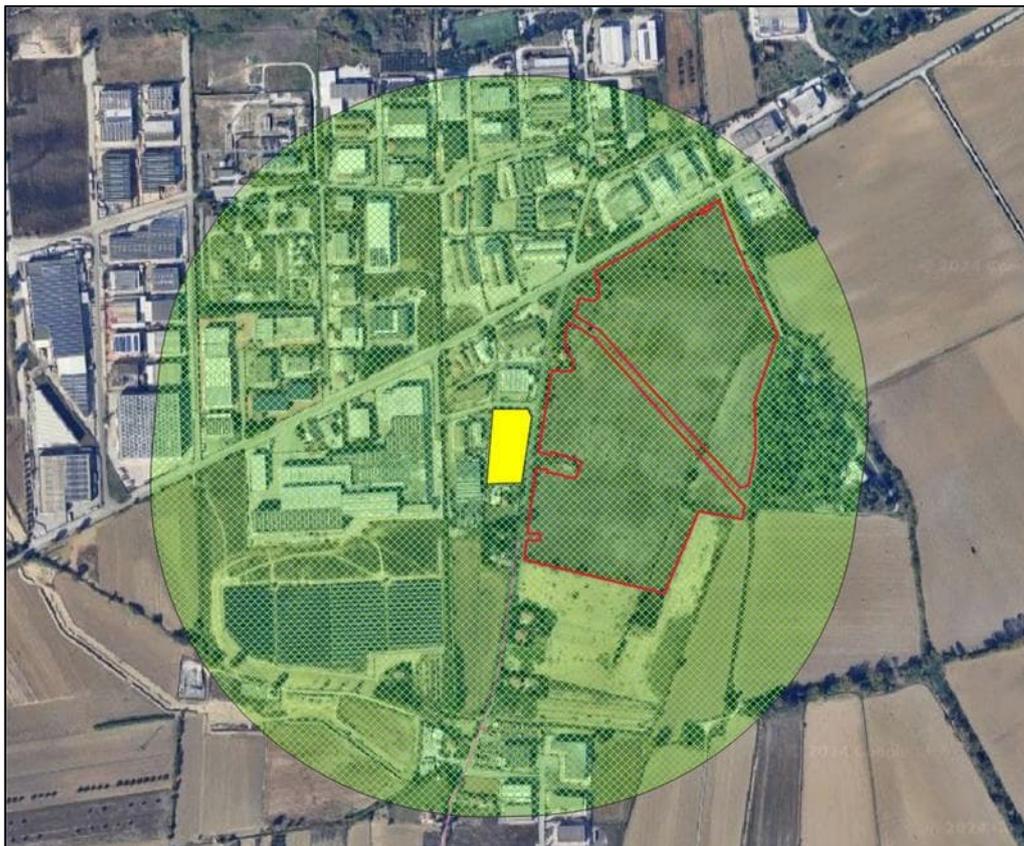


Figura 16 – Inquadramento dell'area di impianto (in rosso) su buffer di 500 m (in verde) da impianto industriale.

Come rappresentato in Figura 16, l'area di impianto ricade totalmente nel buffer di 500 m da impianto industriale e pertanto, ai sensi dell'art.20 comma 1-bis l'area risulta idonea per l'installazione di impianti fotovoltaici.

E' bene precisare che l'impianto/stabilimento individuato è "SE.LECTA Società Cooperativa sociale a.r.l", società con codice REA n° TE-175317, come riportato nella Determinazione n.DPC026/256 del 03/12/2020. Tale impianto è finalizzato alla gestione dei rifiuti e nella quale si effettuano attività di messa in riserva (R13), scambio di rifiuti (R12), recupero (R13), raggruppamento preliminare (D13) e deposito preliminare (D15) sia per i rifiuti urbani che speciali, pericolosi e non pericolosi.

- **Art.20 comma 8 lett. c-ter) lett.3)**

L'area di impianto non risulta essere adiacente alla rete autostradale, pertanto questo requisito non è soddisfatto.

- **Art.20 comma 8 lett. c-quater)**

L'area di impianto non risulta essere interessata da beni tutelati ai sensi del D.lgs 42/2004 (per la quale si rimanda al paragrafo **Error! Reference source not found.**) e pertanto, l'area risulta idonea ai sensi dell'art.20 comma 8 articolo c-quater del D.Lgs 199/2021.

5. Descrizione degli interventi

5.1. Fase di Cantiere

Con riferimento all'elaborato progettuale "PIN.ENG.TAV.014_Cronoprogramma degli interventi", per le attività di cantiere relative alla costruzione dell'impianto fotovoltaico in oggetto, sono previste tempistiche di circa 260 giorni.

Per la realizzazione dell'impianto si prevedono le seguenti fasi di lavoro:

Accantieramento

L'accantieramento prevede la realizzazione di varie strutture logistiche temporanee in relazione alla presenza di personale, mezzi e materiali.

La cautela nella scelta delle aree da asservire alle strutture logistiche mira ad evitare di asservire stabilmente o manomettere aree non altrimenti comunque già trasformate o da trasformare in relazione alla funzionalità dell'impianto che si va a realizzare.

Nell'allestimento e nella gestione dell'impianto di cantiere saranno rispettate le norme in vigore all'atto dell'apertura dello stesso, in ordine alla sicurezza (ai sensi del D.lgs. 81/08 e s.m.i.), agli inquinamenti di ogni specie, acustico ed ambientale.

Preparazione dei suoli

Per la preparazione del suolo si prevede il taglio raso terra di vegetazione erbacea e arbustiva con triturazione senza asportazione dei residui, seguito da livellamenti e regolarizzazione del sito. Dall'analisi del rilievo planaltimetrico dell'area (riportato nell'elaborato *PIN.ENG.TAV.012_Rilievo Piano-Altmetrico delle aree*) si riscontra un terreno a carattere prevalentemente pianeggiante, per cui non sono necessarie operazioni di movimento terra per livellamento delle pendenze. È bene precisare che la profondità massima degli scavi è di circa 0,9 m (cavidotto di connessione alla rete).

I materiali provenienti da scavi in terra eventualmente non oggetto di semplice movimentazione in situ, ed ove non siano riutilizzabili perché ritenuti non adatti per il rinterro, saranno gestiti come rifiuto e avviati presso impianti di smaltimento autorizzati, previa caratterizzazione, nel rispetto delle normative vigenti.

Consolidamento di piste di servizio

Analogamente, le superfici interessate dalla realizzazione della viabilità di servizio e di accesso, saranno regolarizzate ed adattate mediante costipazione e debole rialzo con materiali compatti di analoga o superiore permeabilità rispetto al sottofondo in ragione della zona di intervento, al fine di impedire ristagni d'acque entro i tracciati e rendere agevole il transito ai mezzi di cantiere, alle macchine operatrici e di trasporto del personale dedicato a controllo e manutenzione in esercizio.

L'area oggetto d'intervento presenta un'orografia pianeggiante, pertanto, non si prevede di effettuare regolarizzazioni delle pendenze e della conformazione dei tracciati carrabili e pedonali, garantendo quindi il rispetto ed il mantenimento delle attuali direttrici di scorrimento superficiale in atto per le acque meteoriche.

Si provvederà contestualmente alla realizzazione delle recinzioni, degli impianti di videosorveglianza e degli impianti di illuminazione ove necessario.

Adattamento della viabilità esistente e realizzazione della viabilità interna

È previsto il riutilizzo e l'adattamento della viabilità esistente qualora la stessa non sia idonea al passaggio degli automezzi per il trasporto dei componenti e delle attrezzature d'impianto.

La viabilità interna all'area di impianto presenterà una larghezza minima di 3,5 m e sarà in rilevato di 10 cm rispetto al piano campagna.

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato "*PIN.ENG.TAV.008_Layout di impianto quotato, descrittivo dell'intervento*".

Opere di regimazione idraulica superficiale

Per quanto riguarda la gestione delle acque di pioggia all'interno dell'area del sito, è stato applicato il principio dell'invarianza idraulica, che prevede che la portata al colmo di piena rimanga costante prima e dopo la trasformazione dell'uso del suolo. Le misure compensative includono la predisposizione di volumi di invaso per la laminazione delle piene, garantendo che le opere proposte non aumentino il livello di pericolosità idraulica esistente né pregiudichino la possibilità di una futura riduzione di tale livello.

La classificazione degli interventi è suddivisa in quattro classi, ciascuna con criteri specifici di progettazione

e verifica. Per l'area di intervento specifica, è stato necessario calcolare un coefficiente di deflusso medio ponderato e il volume di invaso necessario per garantire l'invarianza idraulica. Questo è stato determinato in base ai coefficienti di deflusso convenzionali e ai volumi di invaso specifici. Il calcolo del volume di invaso necessario ha portato a un valore di 120,00 m³.

Per garantire l'invarianza idraulica, a seguito di valutazione sul layout di progetto è stata scelta la realizzazione di una trincea drenanti di lunghezza minima pari a 430 m da realizzare di fianco all'esistente condotta del consorzio di bonifica. La trincea drenante dovrà essere di dimensioni specifiche e convogliare le acque nel corpo idrico vicino (fosso di scolo consortile). Per maggiori dettagli e definizione delle caratteristiche della trincea drenante si rimanda all'elaborato "*PIN.ENG.TAV.010_Relazione Idrologica-Idraulica*").

Esecuzione di opere di contenimento e di sostegno dei terreni

Considerata la natura prevalentemente pianeggiante, non sono previste opere di consolidamento di aree in pendio. Le uniche operazioni di modifica dell'orografia presente sono relativi alla presenza del canale di scolo lungo la porzione est dell'area di progetto, per il quale se ne prevede l'interramento. Per maggiori dettagli si rimanda tuttavia alla relazione "*PIN.ENG.REL.018_Piano preliminare di utilizzo terre e rocce da scavo*".

Realizzazione della recinzione dell'area, del sistema di illuminazione, della rete di videosorveglianza e sorveglianza tecnologica

A protezione dell'impianto fotovoltaico verrà realizzata la recinzione che avrà un'altezza di 2,5 m dal suolo e sarà costituita da una maglia metallica ancorata a pali in acciaio zincato installato al massimo ogni 3,5 m e infisso nella fondazione in calcestruzzo per un minimo di 30 cm, questi ultimi sorretti da fondamenta di dimensioni minime 300x300x400mm per i pali e 400x400x500mm per i controventi/rinforzi. Il calcestruzzo deve essere almeno di classe C16/20 [secondo EN 1992]. Il sistema di illuminazione sarà limitato all'area di gestione dell'impianto.

Il sistema di illuminazione previsto, invece, sarà limitato all'area di gestione dell'impianto. Gli apparati di illuminazione non consentiranno l'osservazione del corpo illuminante dalla linea d'orizzonte e da angolatura superiore, ad evitare di costituire fonti di ulteriore inquinamento luminoso e di disturbo per abbagliamento dell'avifauna notturna o a richiamare e concentrare popolazioni di insetti notturni.

Il livello di illuminazione verrà contenuto al minimo indispensabile, mirato alle aree e fasce sottoposte a controllo e vigilanza per l'intercettazione degli accessi impropri.

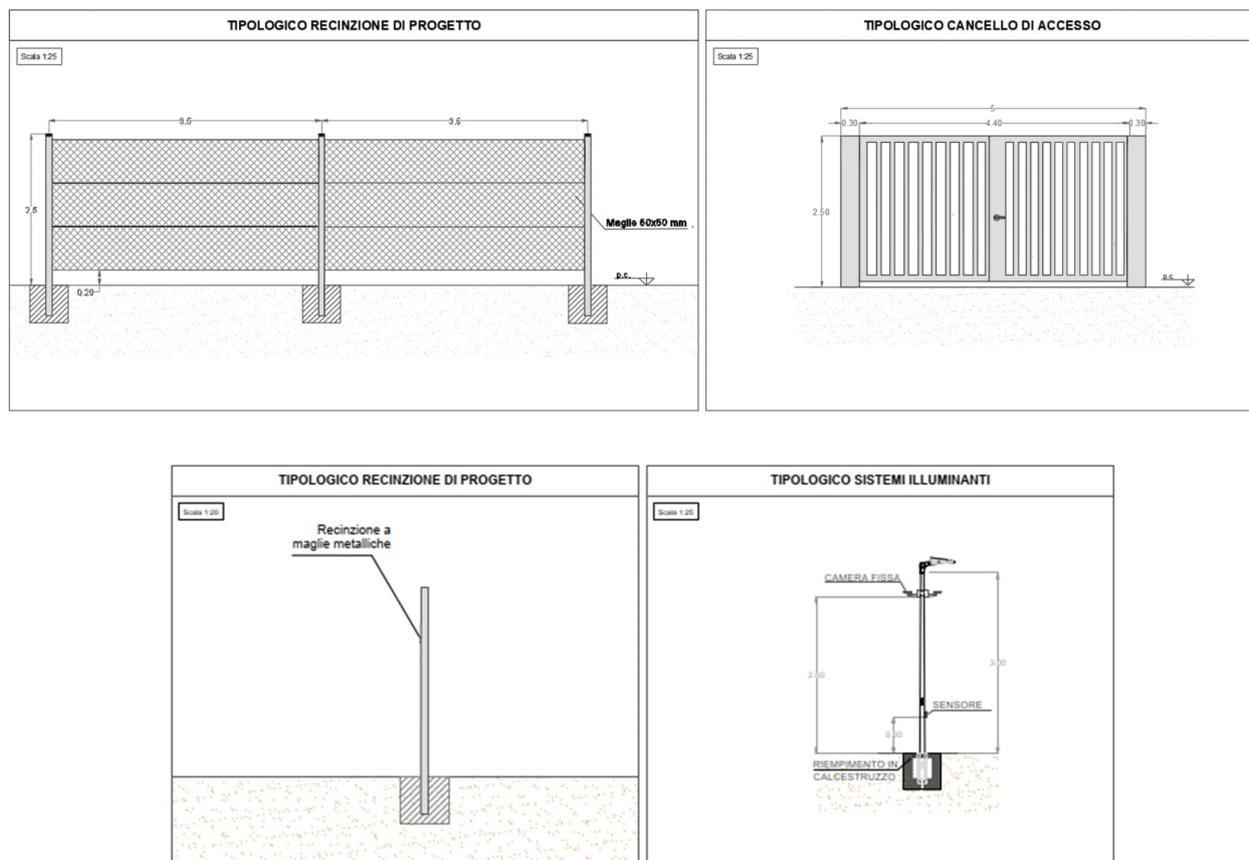


Figura 17 – Stralcio elaborato “PIN.ENG.TAV.019_Tipico recinzione”

Interventi di mitigazione a verde

Per mitigare il possibile impatto visivo dell'impianto fotovoltaico all'osservatore esterno, è prevista un'opera di mitigazione larga 5 metri costituita da una fascia di mitigazione a verde di specie arbustive:

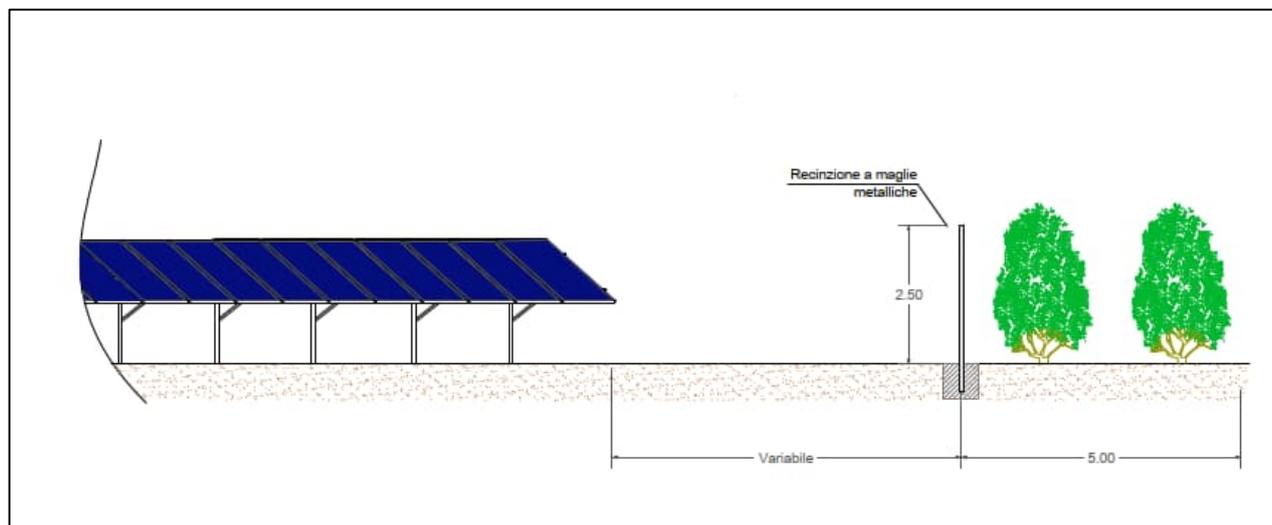


Figura 18 - Schematizzazione della mitigazione a verde

Relativamente alle opere di mitigazione previste nel presente studio, si specifica quanto segue:

1. le opere sono state elaborate al fine di garantire la mitigazione perimetrale dei moduli dell'impianto fotovoltaico tenendo conto dell'altezza massima dei moduli stessi che, nella configurazione scelta con strutture di supporto di tipologia tracker monoassiale, risulta variabile tra circa 2,57 e circa 0,60 metri;
2. in fase di progettazione esecutiva verrà condiviso idoneo progetto delle specie arbustive da piantumare definendo relativo sesto d'impianto nella fascia di piantumazione lungo l'intero perimetro d'impianto;
3. È stata definita una fascia di rispetto di larghezza pari a 5 metri lungo l'intero perimetro d'impianto, come ottimizzazione fra l'efficacia di un intervento di mitigazione possibile (tenendo conto che eventuali incrementi di larghezza della fascia di mitigazione avrebbero comunque un impatto migliorativo limitato) e l'impiego dell'area stessa per la produzione di energia rinnovabile.

Per maggiori dettagli, si rimanda all'elaborato "PIN.ENG.TAV.020.0A_Opere di mitigazione".

Posizionamento delle strutture di supporto e montaggi

Le opere meccaniche per il montaggio delle strutture di supporto e su di esse dei moduli fotovoltaici non richiedono attrezzature particolari. Le strutture, per il sostegno dei moduli fotovoltaici, sono costituite da elementi metallici modulari, uniti tra loro a mezzo bulloneria in acciaio inox.

Il loro montaggio si determina attraverso:

- Fissaggio della struttura mediante palo infisso o palo trivellato;
- Montaggio Testa;
- Montaggio Trave primaria;
- Montaggio Orditura secondaria;
- Montaggio pannelli fotovoltaici bifacciali;
- Verifica e prove su struttura montata.

In caso di necessità, sarà possibile utilizzare fondazioni in cemento per i pali delle strutture.

Installazione e posa in opera dell'impianto fotovoltaico

Al fine di chiarire gli interventi finalizzati alla posa in opera dell'impianto fotovoltaico in oggetto si riporta di seguito una descrizione sintetica delle principali parti costituenti un impianto di questa tipologia.

L'impianto sarà realizzato con moduli fotovoltaici bifacciali provvisti di diodi di by-pass. Le stringhe fotovoltaiche faranno capo ad uno string inverter.

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da n. 13.216 moduli fotovoltaici bifacciali o equivalenti, la cui potenza complessivamente installabile risulta essere pari a 9.383,36 kWp.

L'impianto sarà dotato di un'apparecchiatura di monitoraggio della quantità di energia prodotta dall'impianto e delle rispettive ore di funzionamento.

Realizzazione / posizionamento opere civili

È previsto il posizionamento di:

- n. 4 prefabbricati per l'alloggio dei quadri elettrici dei QGBT/MT, dei trasformatori MT/BT di tipo prefabbricato, di dimensioni 6,21 x 3,15 x 2,89 m;
- n. 1 cabina utente di dimensioni 5,71 x 2,50 x 2,80 m circa;
- n. 1 cabina di consegna prefabbricata di dimensioni 6,73 x 2,5 x 2,60 m circa;
- n. 1 cabina SCADA prefabbricata, di dimensioni 5,30 x 2,50 x 2,89 m circa;
- n.1 cabina di sezionamento, di dimensioni 5,71 x 2,5 x 2,66 m circa

Detti edifici saranno di tipo prefabbricato. I container delle cabine di trasformazione saranno posizionati su cordoli in CLS gettato in opera e ad esse ancorate, avranno una destinazione d'uso esclusivamente tecnica e serviranno ad alloggiare i trasformatori MT/bt e i quadri di parallelo in corrente alternata. Saranno inoltre dotate di vasca per la raccolta dell'olio contenuto all'interno dei trasformatori MT/bt, delle dimensioni lorde di 2,5 x 2,5 x 0,95 m, interrata per una profondità di 0,65 m.

Gli ulteriori cabinati elettrici saranno di tipo prefabbricato, posizionati su getto di magrone in CLS gettato in opera e ad esse ancorati, avranno una destinazione d'uso esclusivamente tecnica e serviranno ad alloggiare le apparecchiature del sistema di telecontrollo e le apparecchiature di misura e di collegamento alla rete di e-Distribuzione.

La profondità di scavo dal piano campagna per i cordoli di fondazione delle Transformation Unit è pari a 0,3 m, inoltre, viene previsto uno scavo della profondità di 0,65 m relativo all'installazione dell'oil trail. Per le cabine Utente, le cabine di Consegna e le cabine SCADA viene previsto uno scavo di profondità pari a 0,6 m.

Per maggiori dettagli si vedano gli elaborati "*PIN.ENG.TAV.013_Tipologico trasformation unit*", "*PIN.ENG.TAV.014_Cabine di impianto utenza - Cabina di utenza*", "*PIN.ENG.TAV.015_Cabine di impianto di utenza - Cabina SCADA*", "*PIN.ENG.TAV.027_Cabina di impianto di rete per la connessione*".

Realizzazione dei cavidotti interrati

I cavi di bassa tensione per collegamento tra gli string inverter e le tranformation unit verranno posate in trincee profonde 0,8 m, con larghezza variabile 0,28 m o 0,55 m, a seconda che al loro interno vengano rispettivamente alloggiate una terna o due terne di cavidotti in contemporanea. Il tracciato dei cavidotti in bassa tensione verrà dettagliato in fase esecutiva.

Per quanto riguarda i cavi di media tensione dalle Transformation Unit alla Cabina di Utenza si prevede la realizzazione di una trincea profonda 0,9 m con larghezza della stessa pari a 0,32 m.

La Cabina Utente verrà a sua volta connessa alla Cabina di Consegna mediante un cavo di media tensione alloggiato in una trincea larga 0,32 e profonda 0,9 m.

Il progetto proposto sarà allacciato alla rete di e-distribuzione tramite realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina primaria AT/MT "Pineto".

Per quanto riguarda la posa del cavidotto di connessione, è prevista, come da prescrizioni di e-Distribuzione S.p.A., la realizzazione di:

- una trincea di larga 0,5 m e profonda 1,2 m per l'alloggiamento di una terna di cavi;
- una trincea di larga 0,68 m e profonda 1,2 m per l'alloggiamento di due terne di cavi.

La profondità di posa dei cavidotti verrà comunque definita durante la fase esecutiva del progetto. Il percorso dei cavidotti è indicato in dettaglio nelle planimetrie di progetto alle quali si rimanda per ulteriori dettagli.

Opere di demolizione

Non sono previste demolizioni ai fini della realizzazione delle opere in progetto.

Dismissione del cantiere e ripristini ambientali

Le aree di cantiere verranno dismesse ripristinando, per quanto possibile, lo stato originario dei luoghi. Si provvederà quindi alla rimozione dell'impianto di cantiere e di tutte le opere provvisorie (quali ad esempio protezioni, ponteggi, slarghi, adattamenti, piste, puntellature, opere di sostegno, etc.).

Verifiche collaudi e messa in esercizio

Parallelamente all'avvio dello smontaggio della logistica di cantiere vengono eseguiti collaudi statici, collaudi elettrici e prove di funzionalità, avviando l'impianto verso la sua gestione a regime.

5.2. Fase di Esercizio

Le strutture di supporto dei moduli, di tipo tracker monoassiale a singolo modulo-portrait, consentiranno di poggiare su di essa 1x14 e 1x28 moduli fotovoltaici di tipo bifacciale (cfr PIN.ENG.TAV.008_Layout di impianto quotato descrittivo dell'intervento), con angolo di rotazione di $\pm 45^\circ$. Alla massima inclinazione l'altezza minima dal piano campagna del lembo inferiore dei moduli fotovoltaici non scenderà mai al di sotto di 1,00 cm (cfr. PIN.ENG.TAV.016_Disegni delle strutture di sostegno e delle opere di fondazione).

Manutenzione dell'impianto

Il personale sarà impegnato nella manutenzione degli elementi costitutivi l'impianto. In particolare, si occuperà di:

- Mantenimento della piena operatività dei percorsi carrabili e pedonali, ad uso manutentivo ed ispettivo;
- Sorveglianza e manutenzione delle recinzioni e degli apparati per il telecontrollo di presenze e intrusioni nel sito;

Quest'ultima azione in particolare consisterà nella corretta gestione delle eventuali aree verdi (sfalci ecc.), anche provvedendo con l'intervento di attività di pascolo ovino, o con continui e meticolosi diserbi manuali di seguito ai periodi vegetativi, in specie primaverili ed autunnali.

5.3. Dismissione dell'impianto a fine vita, operazioni di messa in sicurezza del sito e ripristino ambientale

Non è dato ad oggi prevedere se il disuso a fine esercizio dell'impianto che oggi si va a implementare sarà dato dall'esigenza di miglioramento tecnologico, di incremento prestazionale o da una eventuale obsolescenza dell'esigenza d'impiego dell'area quale sito di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile o comunque da impianti al suolo delle tipologie di cui all'attuale tenore tecnologico. I pannelli fotovoltaici e le cabine elettriche sono facilmente rimovibili senza alcun ulteriore intervento strutturale, o di modifica dello stato dei luoghi, grazie anche all'utilizzazione della viabilità preesistente. A tale fine è necessario e sufficiente che i materiali essenziali per i montaggi, in fase di realizzazione dell'impianto, siano scelti per qualità, tali da non determinare difficoltà allo smontaggio dopo il cospicuo numero di anni di atteso rendimento dell'impianto (almeno 30-35 anni).

Si possono ipotizzare operazioni atte a liberare il sito dalle sovrastrutture che oggi si progetta di installare sull'area, eliminando ogni materiale che in caso di abbandono, incuria e deterioramento possa determinare una qualunque forma di inquinamento o peggioramento delle condizioni del suolo, o di ritardo dello spontaneo processo di rinaturalizzazione che lo investirebbe. Anche le linee elettriche, tutte previste interrate, potranno essere rimosse, se lo si riterrà opportuno con semplici operazioni di scavo e rinterro.

La Committenza si impegna alla dismissione dell'impianto, allo smaltimento del materiale di risulta dell'impianto e al ripristino dello stato dei luoghi nel rispetto della vocazione propria del territorio. La produzione di rifiuti che derivano dalle diverse fasi di intervento verrà smaltita attraverso ditte debitamente autorizzate nel rispetto della normativa vigente al momento della dismissione. Per maggiori dettagli sulle fasi operative relative alla dismissione dell'impianto e ai ripristini ambientali sono contenuti nell'elaborato "*PIN.ENG.TAV.016_Piano di dismissione dell'impianto e ripristino stato dei luoghi*".

6. Gestione dei Rifiuti

Nell'ambito della fase di cantiere saranno prodotti, come in ogni altro impianto del genere, le seguenti tipologie di materiali:

- **Materiali assimilabili a rifiuti urbani;**
- **Materiale da demolizione e costruzione** costituiti principalmente da cemento, materiali da costruzione vari, legno, vetro, plastica, metalli, cavi, materiali isolanti ed altri rifiuti misti di costruzione e materiali di scavo;
- **Materiali speciali** che potranno derivare dall'utilizzo di materiali di consumo vari tra i quali si intendono vernici, prodotti per la pulizia e per il diserbaggio; tali prodotti saranno quindi isolati e smaltiti come indicato per legge evitando in situ qualunque contaminazione di tipo ambientale.

Non si prevede deposito a lungo termine di quantità di materiale dovuto allo smontaggio o rifiuti in genere; l'allontanamento di tali materiali ed il recapito al destino saranno effettuati in continuo alle operazioni di dismissione in conformità alle prescrizioni del D.Lgs. 152/06 sui depositi temporanei, con conseguente organizzazione di area idonea e modalità di raccolta.

Gli altri rifiuti speciali assimilabili ad urbani che possono essere prodotti in fase di costruzione sono imballaggi e scarti di lavorazione di cantiere.

Per tali tipologie di rifiuti sarà organizzata una raccolta differenziata di concerto con l'ATO di competenza e dovranno pertanto essere impartite specifiche istruzioni di conferimento al personale.

DESTINO FINALE	TIPOLOGIA RIFIUTO
Recupero	Cemento
	Ferro e acciaio
	Plastica
	Pannelli fotovoltaici
	Parti elettriche ed elettroniche
Smaltimento	Cavi
	Materiali isolanti
	Rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione

Tabella 3 – Tipologie di rifiuti che si prevede siano prodotti e rispettivi destini finali

7. Dimensionamento Impianto

L'impianto in esame è caratterizzato da una potenza di picco installata di 9.383,36 kWp.

In base a quanto specificato nel documento recante la soluzione di connessione alla rete di e-Distribuzione l'impianto di produzione sarà allacciato alla rete di Distribuzione MT con tensione nominale di 20 kV.

Il progetto proposto sarà allacciato alla rete di e-distribuzione tramite realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina primaria AT/MT "Pineto".

7.1. Moduli Fotovoltaici

Il tipo di modulo scelto presenta le seguenti caratteristiche elettriche:

Moduli Fotovoltaici tipo Jinko Solar 710 W _p	Tipo celle fotovoltaiche	N type Mono-cristalline
	Potenza nominale, P _n	710 W _p
	Tensione alla massima potenza, V _m	40,65 V
	Corrente alla massima potenza, I _m	17,47 A
	Tensione di circuito aperto, V _{oc}	48,47 V
	Corrente di corto circuito, I _{sc}	18,53 A
	Efficienza del modulo	22,86%

66HL5-BDV 695-720 Watt

Mechanical Characteristics

Cell Type	N- type Mono-crystalline
No. of cells	132 (66 × 2)
Dimensions	2394 × 1303 × 33 mm
Weight	37.5 kg
Front Glass	2.0 mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0 mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Protection Class	Class II
IEC Fire Type	Class C
Output Cables	4 Ø mm ² (+): 400 mm , (-): 200 mm or Customized Length

Packaging Configuration

Pallet Dimensions	1325 × 1121 × 2496 mm
Packing Detail (Two pallets = One stack)	33 pcs/pallets, 594 pcs/ 40'HQ Container

Specifications (STC)

Maximum Power - Pmax [Wp]	695	700	705	710	715	720
Maximum Power Voltage - Vmp [V]	40.29	40.42	40.53	40.65	40.77	40.89
Maximum Power Current - Imp [A]	17.25	17.32	17.40	17.47	17.54	17.61
Open-circuit Voltage - Voc [V]	48.24	48.40	48.56	48.73	48.88	49.04
Short-circuit Current - Isc [A]	18.33	18.40	18.46	18.53	18.60	18.67
Module Efficiency STC [%]	22.37	22.54	22.70	22.86	23.02	23.18
Power Tolerance	0 ~ +3 %					
Temperature Coefficients of Pmax	-0.29 %/°C					
Temperature Coefficients of Voc	-0.25 %/°C					
Temperature Coefficients of Isc	0.045 %/°C					

STC: irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM-1.5

Specifications (BNPI)

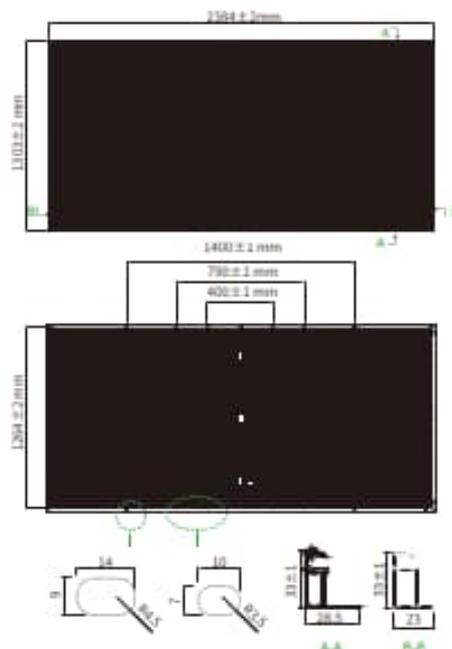
Maximum Power - Pmax [Wp]	767	773	779	784	790	795
Maximum Power Voltage - Vmp [V]	40.26	40.41	40.53	40.66	40.80	40.92
Maximum Power Current - Imp [A]	19.05	19.13	19.21	19.28	19.36	19.43
Open-circuit Voltage - Voc [V]	48.34	48.47	48.59	48.72	48.85	48.99
Short-circuit Current - Isc [A]	20.25	20.33	20.40	20.48	20.55	20.63

BNPI: irradiance: front 1000W/m², rear 135W/m², Cell Temperature 25°C, AM-1.5

Application Conditions

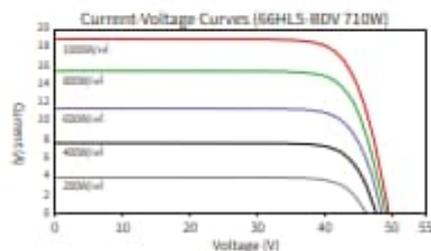
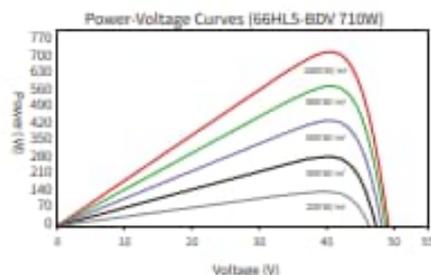
Operating Temperature	-40 °C ~ +70 °C
Maximum System Voltage	1500 VDC (IEC)
Maximum Series Fuse Rating	35 A
Bifaciality Coefficient	q _{Voc} : 98 ± 5 %, q _{Isc} : 80 ± 5 %, q _{Pmax} : 80 ± 5 %

Engineering Drawings



*Note: For specific dimensions and tolerance ranges, please refer to the corresponding detailed module drawings.

Electrical Performance



7.2. Strutture di sostegno

Le strutture portamodulo scelta presenta le seguenti caratteristiche:

Strutture di sostegno singolo modulo- portrait	Materiale		Acciaio zincato	
	Posizionamento		Terreno	
	Inclinazione		Strutture tracker monoassiali $\pm 45^\circ$	
	Integrazione architettonica dei moduli		No	
	Struttura 1X14	1X14 - Lunghezza (NS)		19,382 m
		1X14 – Larghezza (EW)		2,384 m
		1X14 – Interasse strutture (EW)		5,5 m
		1X14– Spazio tra le strutture (NS)		0,35 m
		1X14 – numero strutture		62
	Struttura 1x28	1x28 - Lunghezza (NS)		37,904 m
		1x28 – Larghezza (EW)		2,384 m
		1x28 – Interasse strutture (EW)		5,5 m
		1x28 – Spazio tra le strutture (NS)		0,35 m
		1x28 – numero strutture		441

7.3. Inverter di stringa

Per consentire la trasformazione da corrente in continua in corrente alternata è necessaria l'installazione di appositi convertitori statici di energia "Inverter". Per il presente progetto è previsto l'impiego di inverter di stringa da 300 kW.

Di seguito si riportano le caratteristiche degli inverter scelti:

Inverter 300 kW	Numero di inverter	28
	Corrente massima per MPPT	65 A
	Numero di MPPT	6
	Massima tensione d'ingresso MPPT	1500 V
	Corrente AC massima	238,2 A
	Tensione d'uscita BT per singolo inverter	800 V
	Rendimento europeo	98,8%

Tali tipologie di inverter consentono di collegare 28 moduli fotovoltaici in serie coerentemente con la struttura scelta.

SUN2000-330KTL-H1

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless

7.4. Quadri Elettrici in Alternata

Tutte le apparecchiature lato c.a. previste nel progetto, ad eccezione degli inverter, trovano posto nel quadro elettrico QCA.

Il quadro elettrico, di dimensioni adeguate, dovrà essere certificato e marchiato dal costruttore secondo le norme CEI 17-11 dove applicabili e sarà costituito da un contenitore da parete con grado di protezione non inferiore a IP44 con struttura in poliestere rinforzata con fibra di vetro o di metallo, completo di porta cieca, pannello posteriore, montanti, telaio, base, pannelli laterali, pannelli finestrati e ciechi.

I quadri "QCA" saranno equipaggiati con i seguenti componenti e apparecchiature (soluzione minima):

- Dispositivi di interruzione (dispositivi di generatore): interruttori tripolari magnetotermici lato bt trasformatore;
- Staffe per fissaggio su profilato DIN per interruttore;
- Scaricatore di corrente da fulmine attacco su guida DIN.

I Quadri QCA saranno ubicati all'interno della cabina di sottocampo.

7.5. Trasformatori BT/MT

Al fine di poter connettere l'impianto fotovoltaico alla rete di distribuzione nazionale, considerata la potenza da installare di 9.383,36 kW per quanto previsto dalle normative vigenti (CEI 0-16), è necessario innalzare il livello di tensione dai 800 V in uscita dai convertitori statici a 20.000 V. Verranno utilizzati trasformatori bt/MT, della tipologia in olio con le caratteristiche riportate di seguito.

TRASFORMATORI BT/MT	Potenza nominale	2500 kVA
	Tensione secondaria	800 V
	Livello di isolamento	22,5 kV
	Tensione Primario	20 kV
	Tensione Ucc %	7 %
	Numero totale	4
	Numero totale Transformation Unit	4 (n.4 x 2100 kVA)

7.6. Cabinati Elettrici

All'interno dell'area di impianto saranno presenti Transformation Unit al cui interno saranno posizionati i trasformatori con i relativi quadri elettrici.

Come descritto nei paragrafi precedenti, all'interno dell'area di impianto saranno ubicati:

- n. 4 prefabbricati per l'alloggio dei quadri elettrici dei QGBT/MT, dei trasformatori MT/BT di tipo prefabbricato, di dimensioni 6,21 x 3,15 x 2,89 m; (cfr. "PIN.ENG.TAV.013_Tipologico trasformation unit");

Le singole Transformation Unit sono collegate tra loro in entra-esci tramite un cavidotto MT.

Il cavo MT di impianto verrà collegato alla cabina utente di impianto, da realizzare, a sua volta connessa alla cabina di consegna di tipo DG 2061 ed.9, anch'essa da installare.

I quadri elettrici utilizzati in ogni cabina saranno di dimensioni adeguate e dovranno essere certificati e marchiati dal costruttore secondo le norme CEI 17-11, dove applicabili, e sarà costituito da un contenitore da parete grado di protezione non inferiore a IP44 con struttura in poliestere rinforzata con fibra di vetro o di metallo, completa di porta cieca, pannello posteriore, montanti, telaio, base, pannelli laterali, pannelli finestrati e ciechi.

I container delle cabine di trasformazione saranno posizionati su fondazioni costituite da travi in CLS gettato in opera e ad esse ancorate, avranno una destinazione d'uso esclusivamente tecnica e serviranno ad alloggiare i trasformatori BT/MT e i quadri di parallelo in corrente alternata. Saranno inoltre dotate di vasca per la raccolta dell'olio contenuto all'interno dei trasformatori MT/bt, delle dimensioni lorde di 2,5 x 2,5 x 0,95 m, interrata per una profondità di 0,65 m.

- n. 1 cabina utente di dimensioni 5,71 x 2,50 x 2,80 m circa;
- n. 1 cabina di consegna prefabbricata di dimensioni 6,73 x 2,5 x 2,60 m circa;
- n. 1 cabina SCADA prefabbricata, di dimensioni 5,30 x 2,50 x 2,89 m circa;
- n.1 cabina di sezionamento, di dimensioni 5,71 x 2,5 x 2,66 m circa

Detti edifici saranno di tipo prefabbricato.

7.7. Interfaccia di Rete

Al fine di poter connettere l'impianto fotovoltaico alla rete di distribuzione, verrà installato l'interruttore generale dell'impianto con la relativa protezione generale (SPG) e protezione di interfaccia (SPI), come da norma CEI 0-16.

La protezione generale ha come obiettivo il distacco dell'impianto di produzione dalla rete del Distributore, in modo selettivo con le protezioni installate sulla rete del Distributore stesso, nell'eventualità di guasti interni all'impianto utente (CEI 0-16).

In tal senso, l'azionamento del sistema di protezione generale avverrà nel momento in cui i parametri di tensione e corrente rilevati dai dispositivi elencati di seguito dovessero risultare al di fuori dei range imposti dal distributore di rete:

- Relè di Massima corrente (ad azione istantanea);
- Relè di Massima corrente (ad azione ritardata);
- Relè di Massima corrente omopolare;
- Relè di direzionale di terra.

Similmente, la protezione di interfaccia nasce con l'intento di evitare, per motivi di sicurezza, che l'impianto fotovoltaico possa funzionare in isola così come previsto dalle citate guide e norme a riguardo (CEI 11-20, CEI 0-16).

Inoltre, l'impianto FV verrà disconnesso dalla rete elettrica di distribuzione quando i valori di funzionamento dei parametri relativi a tensione e frequenza di rete, rilevati dai dispositivi definiti di seguito, dovessero uscire dall'intervallo di valori indicati dal distributore di rete:

- Relè di Minima tensione;
- Relè di Massima tensione;
- Relè di Minima frequenza (senza ritardo intenzionale);
- Relè di Massima frequenza (senza ritardo intenzionale);
- Relè di Massima tensione omopolare.

Si fa presente che le tarature che verranno implementate in entrambi i sistemi terranno conto della tabella di taratura fornita dal Distributore.

7.8. Contatore Energia Prodotta

L'Energia totale generata dall'impianto verrà conteggiata tramite due contatori di energia attiva di tipo omologato UTF installati nelle due cabine generali di connessione alla rete.

Il contatore in oggetto sarà di tipo trifase, corredato dei trasformatori amperometrici (TA) con idoneo rapporto di trasformazione per la misura; sia il contatore che i tre TA saranno corredati di morsettiera sigillabile.

I singoli componenti e l'intero sistema di misura saranno forniti di certificati di calibrazione e collaudo da esibire dopo l'installazione ai funzionari UTF.

MT860

Powerful metering system for most demanding applications

Accurate, reliable and robust electricity meter that meets the needs of power generation companies, transmission networks, sub-stations and grid-connected commercial and industrial consumers. This device is available in rack mount or wall mount housing and was built to deliver maximum performance in most demanding environments where there is no room for error.

Features:

- Enhanced power quality measurement functions
- "No power reading" option via optical port
- Enhanced TOU structure
- Anti-tampering features
- Voltage cut, sag and swell detection
- Photovoltaic friendly design
- Enhanced TOU structure
- Recyclable casing material



7.9. Cavi Elettrici

I cavi elettrici per il trasporto dell'energia elettrica saranno dimensionati secondo le normative vigenti e dovranno rispettare i limiti di caduta di tensione dettati nella seguente tabella:

CADUTE DI TENSIONE AMMISSIBILI	
<i>Lato corrente alternata</i>	
Tratto tra punto di consegna/misura e quadro MT ultima cabina	4 %
Tratto tra trasformatore MT/bt e quadro di parallelo AC (dello String Inverter)	0,10 %
Tratto tra pannello di parallelo AC e output String Inverter	3 %
Totale Caduta di tensione ammessa lato AC	7,10 %
<i>Lato corrente continua</i>	
Tratto tra stringa e string inverter	1,25 %
Totale Caduta di tensione ammessa lato DC	1,25 %

7.10. Protezione contro le Sovracorrenti

7.10.1. Sovraccarichi

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2), infatti, il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la condotta in modo da verificare le condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \text{ (a)}$$

$$I_f \leq 1,45 I_z \text{ (b)}$$

Per la condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte.

Dalla corrente I_b , pertanto, viene determinata la corrente nominale della protezione (seguendo i valori normalizzati) e con questa si procede alla determinazione della sezione.

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

- Condutture senza protezione derivate da una condotta principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;

- Conduttura che alimenta diverse derivazioni singolarmente protette contro i sovraccarichi, quando la somma delle correnti nominali dei dispositivi di protezione delle derivazioni non supera la portata I_z della conduttura principale.

L'individuazione della sezione si effettua utilizzando le tabelle di posa assegnate ai cavi secondo le tabelle CEI - UNEL e IEC.

Esse oltre a riportare la corrente ammissibile I_z in funzione del tipo di isolamento del cavo, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi, riportano anche la metodologia di valutazione dei coefficienti di declassamento.

La portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_z' = I_z \times K_{tot} = I_z \times k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \geq I_b,$$

Dove:

- I_z = Portata del cavo;
- K_1 = Fattore di correzione da applicare quando la temperatura del terreno è diversa da 20 ° C;
- K_2 = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installato sullo stesso livello;
- K_3 = Fattore di correzione per profondità di interrimento diverso dal valore utilizzato come riferimento, pari a 0,8 m;
- K_4 = Fattore di correzione per resistività termica del terreno diverso dal valore assunto come riferimento pari a 1,5 K x m / W.

Al contrario, per i cavi posati in aria, la portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_z' = I_z \times K_{tot} = I_z \times k_1 \times k_2 \geq I_b$$

Dove:

- I_z = Portata del cavo;
- K_1 = Fattore di correzione da applicare quando la temperatura dell'aria ambiente è diversa da 30° C;
- K_2 = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati in fascio o in strato;

La condizione b) non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma CEI 23-3 hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento I_f e corrente nominale I_n minore di 1,45 ed è costante per tutte le tarature inferiori a 125 A.

Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17-5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale, ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1,45.

Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione b) sarà sempre verificata.

Le condutture dimensionate con questo criterio sono, pertanto, protette contro le sovracorrenti. I dati relativi alla protezione delle linee contro le sovracorrenti sono indicati negli schemi elettrici dei quadri e nella relazione di calcolo.

7.10.2. Corto Circuito

Secondo la norma CEI 64-8 par.434.3 "Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti.", le caratteristiche delle apparecchiature di protezione contro i cortocircuiti devono soddisfare a due condizioni:

- Il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);
- La caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

La prima condizione viene considerata in fase di scelta delle protezioni.

La seconda invece può essere tradotta nella relazione:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 S^2$$

Ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.

La costante K viene data dalla norma 64-8/4 (par. 434.3), per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e al materiale isolante.

7.10.3. Protezione contro contatti indiretti

La protezione delle persone contro i contatti indiretti è realizzata in conformità alla norma 64-8/4 par. 413.1 mediante il coordinamento fra i dispositivi di interruzione automatica di tipo differenziale e l'impianto di terra.

La tensione di contatto limite U_L è pari a 50 V.

L'impianto di messa a terra è di tipo IT Secondo la norma CEI 64-8/4, non è necessaria l'interruzione automatica del circuito nel caso di un singolo guasto a terra purchè sia verificata la condizione:

$$R_t \leq 50/I_d \text{ (CEI 64 8/4)}$$

Andrà previsto un dispositivo di controllo dell'isolamento per segnalare la presenza della condizione anomala una volta manifestatosi un guasto. Tale dispositivo di controllo dell'isolamento controlla con continuità l'isolamento di un impianto elettrico segnala qualsiasi riduzione significativa del livello di isolamento dell'impianto per permettere di trovare la causa di questa riduzione prima che si produca un secondo guasto, evitando così l'interruzione dell'alimentazione.

Per quanto invece riguarda la parte relativa alla media tensione MT, tale protezione è realizzata in conformità alla norma CEI 99-3 che prende in considerazione gli effetti e le precauzioni da assumere contro eventuali guasti dei componenti in MT. In funzione della corrente di guasto dell'impianto e del tempo di intervento delle protezioni, viene determinata la tensione di contatto ammissibile U_{TP} . Quest'ultima deve essere inferiore alla tensione di terra, data dalla seguente relazione:

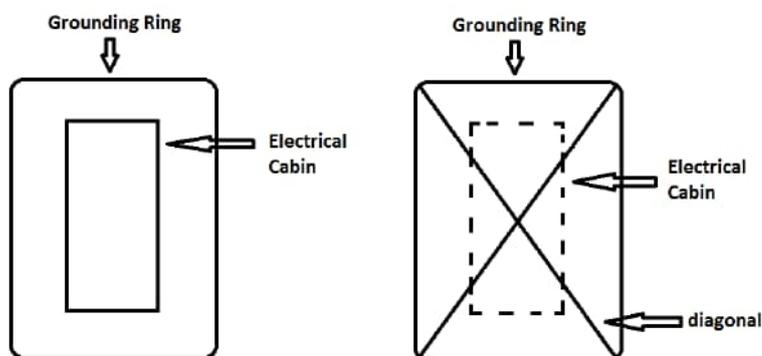
$$U_E = R_E * I_E \leq U_{TP}$$

La resistenza dell'impianto di terra deve garantire il soddisfacimento di questa condizione, ovvero:

$$R_E \leq \frac{U_{TP}}{I_E}$$

L'impianto di terra della cabina che presenta il valore di resistenza su menzionato comprende i seguenti elementi, meglio esplicitati in figura:

- 1 conduttore ad anello in rame intrecciato posizionato lungo il perimetro dell'edificio;
- 2 conduttori in rame intrecciato che collegano diagonalmente i vertici dell'anello di terra;
- 4 picchetti in acciaio galvanizzato in corrispondenza dei vertici dell'anello di terra;
- 2 conduttori di terra per il collegamento al collettore di terra in cabina;
- 2 conduttori di terra per il collegamento al collettore di terra di ogni stanza della cabina;



7.11. Sistema di supervisione e controllo

L'impianto sarà dotato di un unico sistema di supervisione e controllo responsabile della supervisione, del controllo e dell'acquisizione dei dati provenienti dalle macchine e/o controllori presenti nel parco fotovoltaico (PPC, inverter) oltre che di tutte le apparecchiature di cui sarà composto il sistema elettrico.

Inoltre, come previsto da normativa CEI 0-16, ciascun impianto del lotto sarà dotato di un Controllore Centrale di Impianto (CCI), un apparato i cui compiti principali sono: svolgere la funzione di monitoraggio dell'impianto, con lo scopo di raccogliere informazioni dall'impianto e dalle unità di generazione/accumulo utili ai fini della "osservabilità" della rete; coordinare il funzionamento dei diversi elementi costituenti l'impianto, affinché l'impianto stesso operi, nel suo complesso, in maniera da soddisfare alle prescrizioni della Norma CEI 0-16, riportate al punto di connessione con la rete, nel rispetto delle capability prescritte dalla stessa Norma per le singole unità di generazione e di accumulo; consentire lo scambio di informazioni fra l'impianto ed il DSO (e tra l'impianto ed il TSO per il tramite del DSO cui l'impianto è sotteso).

8. Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

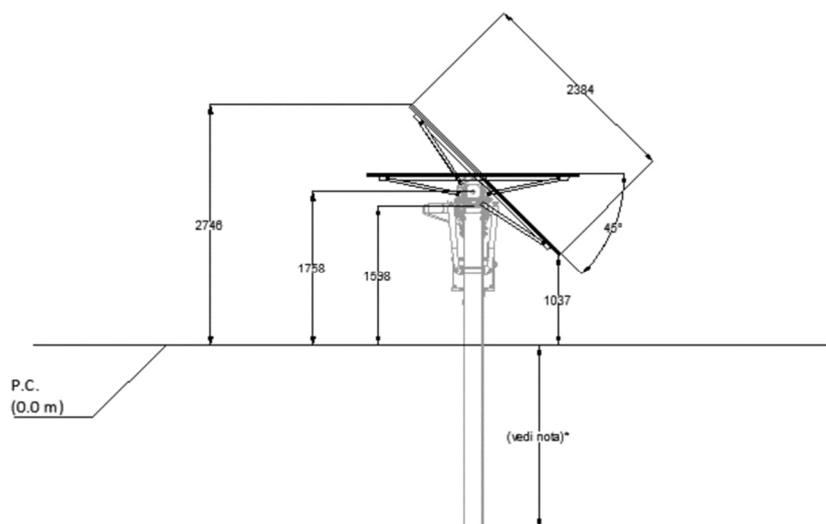
Le strutture di supporto saranno caratterizzate dai seguenti elementi:

Struttura tracker 1x14

1. Telaio Principale, composto da:
 - a) Montante – sezione IPE 240;
 - b) Trave principale – sezione 150x150x5;
2. Travi secondarie porta pannelli – sezione 80x40x5.

Struttura tracker 1x28

1. Telaio Principale, composto da:
 - a) Montante – sezione IPE 240;
 - b) Trave principale – sezione 150x150x5;
2. Travi secondarie porta pannelli – sezione 80x40x5.



Nota* Le dimensioni indicate saranno validate in una fase successiva del progetto in base ai parametri geotecnici del terreno

Figura 19 – Tipologico strutture di supporto dei moduli

A seconda della struttura di supporto considerata, le caratteristiche realizzative consentiranno di poggiare su di essa 1x14 o 1x28 moduli fotovoltaici di tipo bifacciale come riportato nelle figure seguenti:

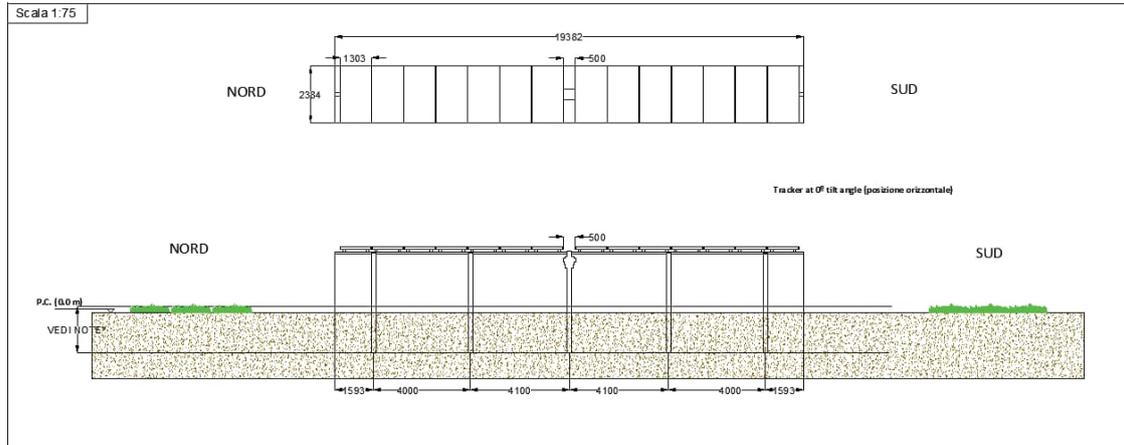


Figura 20 – Struttura tracker 1x14

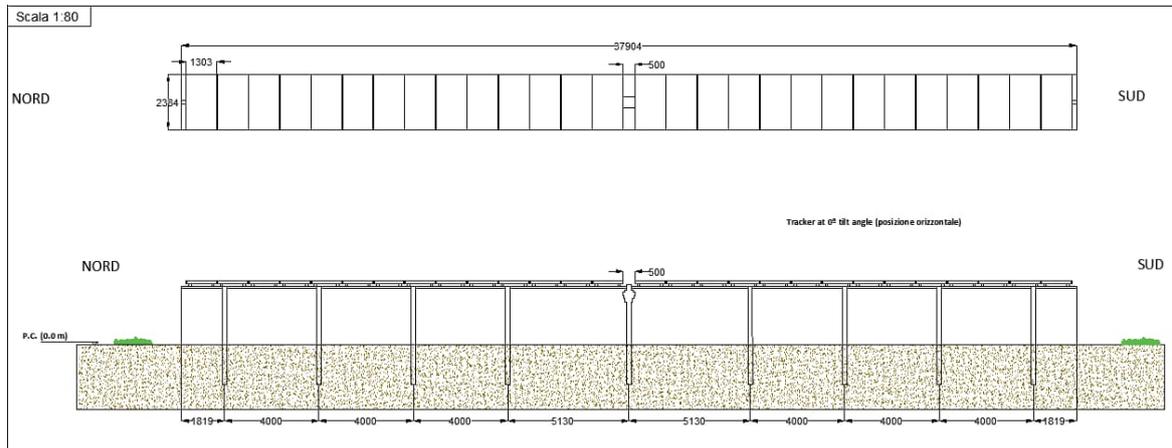


Figura 21 – Struttura tracker 1x28

9. Verifiche Finali

A fine lavori l'impresa dovrà effettuare tutte le misure previste dalle Norme CEI e dalle Specifiche tecniche della Committente, i cui risultati andranno annotati su apposito verbale di verifica che dovrà essere allegato alla "Dichiarazione di Conformità".

L'elenco delle verifiche e delle misure riportate a seguire è puramente indicativo e non esaustivo.

9.1. Esame a vista

- Rispondenza dell'impianto agli schemi ed elaborati tecnici;
- Controllo preliminare dei sistemi di protezione contro i contatti diretti ed indiretti; Controllo dell'idoneità dei componenti e delle modalità d'installazione allo specifico impiego;
- Controllo delle caratteristiche d'installazione delle condutture: tracciati delle condutture, sfilabilità dei cavi, calibratura interna dei tubi, grado di isolamento dei cavi, separazione delle condutture appartenenti a sistemi diversi o a circuiti di sicurezza, sezioni minime dei conduttori, corretto uso dei colori di identificazione, verifica dei dispositivi di sezionamento e comando.

9.2. Misure e prove

- Misura della resistenza di isolamento;
- Prova della continuità dei circuiti di protezione ed equipotenziali;
- Misura della resistenza di terra;
- Prova dell'efficienza dei dispositivi differenziali;
- Prove di intervento dei dispositivi di sicurezza.

10. Documentazione

Successivamente alla realizzazione del sistema fotovoltaico, dovranno essere rilasciati i seguenti documenti, elencati a titolo puramente indicativo e non esaustivo:

- Manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
- "Progetto Esecutivo – As Built" del sistema fotovoltaico corredato di schede tecniche dei materiali installati;
- Dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito, corredata dall'elenco della strumentazione impiegata;
- Dichiarazione di conformità ai sensi della legge 46/90, articolo 1, lettera a ed al DM 37/08;
- Certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate.

Il Progettista

Ing. Luca Spaccino

