

Regione Basilicata
Provincia di Potenza
Comune di Corleto Perticara

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DELLA POTENZA PARI A 12.45 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE

sito in Corleto Perticara (PZ), localita' Acqua di Maggio

AUTORIZZAZIONE UNICA e VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

ai sensi dell'art. 12 - D.Lgs. n. 387 del 29 Dicembre 2003 e D.Lgs 152/2006

PROPONENTE:

OPALE NEW ENERGY S.R.L.
Piazza Cavour, Roma (RM)
P.iva 16246061002

OGGETTO:

Relazione Tecnica Generale

ELABORATO N.:

R01

Scala:

Formato:

Data:

05/03/2022

Elaborato:

EL.S222.R01

Progettazione

Ing. Andrea Ortolani

andrea.ortolani1@ingpec.eu

Ordine degli Ingegneri della Provincia di
Pesaro e Urbino, matr. n. A1914

Sviluppo progetto



ELION S.R.L.

via del Carso, 27
61121 Pesaro (PU)
P. IVA 02671350417

Coordinatore Progettista

Ing. Andrea Ortolani
andrea.ortolani1@ingpec.eu

REVISIONI:

N°	DATA	DESCRIZIONE
01		
02		
03		
04		
05		
06		

Sommario

1.	DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	2
1.1.	Dati generali identificativi della Società Proponente	2
1.2.	Descrizione dell'intervento	2
2.	Normativa di riferimento	3
2.1.	Normativa Nazionale di Riferimento	3
2.2.	Normativa di riferimento Regionale	5
2.3.	Normativa Tecnica di Riferimento	5
3.	PROCESSO AUTORIZZATIVO	6
4.	DESCRIZIONE STATO DI FATTO DEL CONTESTO	8
4.1.	Descrizione del sito di intervento	8
4.1.1.	Localizzazione impianto fotovoltaico.....	9
4.1.2.	Localizzazione opere di connessione lato distributore.....	12
4.2.	Ubicazione rispetto alle aree ed i siti non idonei definiti dal PIEAR ed alle aree di valore naturalistico, paesaggistico e ambientale.....	15
4.3.	Legge Regionale 54, 30 dicembre 2015	16
5.	DESCRIZIONE DEL PROGETTO	21
5.1.	Generalità	21
5.2.	Strutture a supporto dei pannelli.....	22
5.3.	Moduli fotovoltaici	23
5.4.	Inverter	25
5.5.	Cabina MT/BT.....	26
5.5.1.	Caratteristiche costruttive delle cabine	27
5.5.2.	Impianto generale di terra	27
5.5.3.	Cabina MT/BT di Campo	28
5.5.4.	Cabina MT Utente	29
5.5.5.	Cabina di consegna	29
5.6.	Recinzione, cancello e mitigazione	29
5.7.	Viabilità interna e piazzali	30
5.8.	Sistemazione dei livelli.....	30
5.9.	Sistemi Antintrusione, Videosorveglianza e Illuminazione	31
6.	FASE DI CANTIERE.....	32
6.1.	Preparazione del sito e accantieramento	32
6.2.	Fasi di cantierizzazione.....	32

6.3.	Cronoprogramma	33
7.	FASE DI DISMISSIONE	34
7.1.	Piano di dismissione.....	34
7.1.1.	Pannelli fotovoltaici	36
7.1.2.	Apparati elettronici ed elettrici	36
7.1.3.	Strutture edili.....	37
7.1.4.	Dettagli riguardanti il ripristino dello stato dei luoghi ed i relativi costi	37
8.	DESCRIZIONE DEL COLLEGAMENTO DELL'IMPIANTO	38
9.	DISPONIBILITÀ AREE	39

1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

La presente relazione descrive il progetto di un impianto fotovoltaico, ubicato in località Acqua di Maggio nel comune di Corleto Perticara (PT), proposto dalla società Opale New Energy PV s.r.l. con sede legale in Piazza Cavour n.19, 00193 Roma (RM).

Il Campo, del tipo a "terra e fisso", con una potenza di picco installata di 12.54 MW_p e potenza di immissione di 11.3 M, e parte del cavidotto di connessione del tipo aereo in doppia terna è situato in agro del comune di Corleto Perticara, mentre lo stallo di uscita dalla cabina primaria e una parte residuale di cavidotto aereo ricade in agro del comune di Guardia Perticara, nelle vicinanze della costruenda Stazione Cabina Primaria "Guardia Perticara" di e-distribuzione.

La connessione, secondo i due preventivi STMG emessi da e-distribuzione con codice T0737577 e 256247937, è prevista con cabina di consegna all'interno dell'area di impianto. Il collegamento delle 2 cabine di consegna avverrà ciascuna tramite cavidotto aereo MT che si collega ad un nuovo stallo in uscita dalla futura cabina primaria SSE "Guardia Perticara". Sono oggetto di questa autorizzazione anche lo stallo di trasformazione da AT a MT come previsto nel preventivo T0737577 e le due linee aeree MT che collegheranno le 2 cabine di consegna allo stallo.

Lo scopo del presente documento è illustrare lo stato dell'area oggetto di intervento, le soluzioni che il proponente intende adottare per la realizzazione dell'impianto, comprendendo le opere del produttore e le opere di rete che saranno realizzate da e-distribuzione.

1.1. Dati generali identificativi della Società Proponente

Ragione Sociale: Opale New Energy srl

Sede Legale Piazza Cavour 19, 00193 Roma (RM)

P.IVA: 16246061002

Amministratore: Macias Rodriguez Marco Antonio

Tel: 3484996661

Email pec: opalenewenergy@legalmail.it

1.2. Descrizione dell'intervento

L'area in esame ricade in agro del comune di Corleto Perticara (PZ): abitanti 2523 (30/06/2017), superficie 89.34 km², densità abitativa 28.24 ab./km² codice ISTAT 076029.

Il sito per la realizzazione dell'impianto è posto a 4.2 km in direzione nord-est rispetto al centro abitato di Corleto Perticara, ricade in un'area esterna alla perimetrazione del tessuto urbano, in località Acqua di Maggio, nei pressi del nuovo centro olio di Corleto Perticara facente parte del progetto Tempa Rossa.

L'altitudine media dei piani di campagna interessati si attesta intorno ai 1020 metri s.l.m..

Il contesto paesaggistico è caratterizzato da un andamento orografico prettamente collinare, alternato da terrazzamenti sub pianeggianti che in genere degradano verso sud. L'impianto fotovoltaico si inserisce in quest'area che degradano verso sud.

L'impianto fotovoltaico occuperà una superficie recintata di 15.9 ettari e si estenderà a sud dell'impianto centro oli Tempa Rossa.

2. Normativa di riferimento

2.1. Normativa Nazionale di Riferimento

- Testo Unico dell'Edilizia DPR 380/01 aggiornato alla legge n. 120/2020 di conversione del 76/2020 "Decreto semplificazioni"
- Direttiva CE n. 77 del 27-09-2001: sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'elettricità (2001/77/CE).
- Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 di recepimento della Direttiva 2001/77/Ce relativo alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità
- Legge del 23 agosto 2004, n. 239 - Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia (c.d. legge Marzano)
- Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 – Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'Art.10 della legge 6 luglio 2002 n. 137
- Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152 – Norme in materia ambientale – Testo Unico Ambientale.
- Pacchetto energia e cambiamenti climatici - Position Paper del 10 settembre 2007 del Governo italiano
- Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Legge finanziaria 2008) - Nuovo sistema incentivante, ulteriori agevolazioni ed obblighi per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili
- Decreto Ministero dello sviluppo economico 18 dicembre 2008 –Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n.244
- Decreto Ministero dello sviluppo economico 10 settembre 2010 – Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili
- Decreto legislativo 28/2011 - Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE
- DM 6 luglio 2012 sugli incentivi alla produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici
- Decreto Legislativo 16 giugno 2017, n.104 modifiche al Testo Unico Ambiente – Attuazione della direttiva 2014/52/UE
- NTC "Norme tecniche per le costruzioni" 2018

- Decreto Legge 16 luglio 2020 n. 76 – “Misure urgenti per la semplificazione e l’innovazione digitale”
- Legge 11 settembre 2020 n. 120 – “Conversione in legge con modificazioni, del decreto-legge 16 luglio 2020, recante misure urgenti per la semplificazione e l’innovazione digitale”

Il Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 costituisce il recepimento della direttiva 2001/77/Ce nell’ordinamento interno italiano. Tale decreto rappresenta la prima legislazione nazionale organica di disciplina della produzione di energia elettrica da fonti di energia rinnovabile. Con l’entrata in vigore del D.Lgs. n. 387/2003, sono stati introdotti i primi strumenti di incentivazione della produzione di energia verde. In particolare, l’art. 12, D.lgs. Prevede che l’Autorizzazione Unica alla costruzione e all’esercizio di un impianto che utilizza fonti rinnovabili venga rilasciata a seguito di un procedimento unico, a cui partecipano tutte le Amministrazioni interessate. L’autorizzazione riguarda, in particolare, oltre alla costruzione e all’esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica, alimentati da fonti rinnovabili (e agli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione) anche le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all’esercizio degli stessi impianti.

Il D.Lgs. n. 387/2003 prevede l’esame contestuale della domanda e della documentazione presentata dal soggetto interessato, da parte di tutte le amministrazioni interessate, e, pertanto, oltre dalle Autorità competenti in materia ambientale, anche dalle amministrazioni cui spetta il rilascio di titoli edilizi ed urbanistici. Nel comma 1 articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 è stabilito che le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all’esercizio degli stessi impianti sono di pubblica utilità, indifferibili ed urgenti.

Linee Guida Nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili

Le Linee Guida previste dall’articolo 12, comma 10 del D.Lgs n. 387/2003 sono state approvate con D.M. 10 settembre 2010 e pubblicate; esse costituiscono una disciplina unica, valida su tutto il territorio nazionale, che consentirà di superare la frammentazione normativa del settore delle fonti rinnovabili.

Le linee guida nazionali si applicano alle procedure per la costruzione e l'esercizio degli impianti sulla terraferma di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili, per gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione degli stessi impianti nonché per le opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dei medesimi impianti.

Le linee guida si compongono di cinque parti:

- Disposizioni generali
- Regime giuridico delle autorizzazioni
- Procedimento unico
- Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio
- Disposizioni transitorie finali

Al testo delle linee guida ci sono quattro allegati:

- Allegato 1: Elenco indicativo degli atti di assenso che confluiscono nel procedimento unico;
- Allegato 2: Criteri per l’eventuale fissazione di misure compensative;

- Allegato 3: Criteri per l'individuazione di aree non idonee;
- Allegato 4: Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio.

2.2. Normativa di riferimento Regionale

- P.I.E.A.R. Basilicata – Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (L.R. 1/2010 Norme in materia di energia e Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006 – L.R. n.9/2007) e successive modifiche (L.R. n.4, 13 marzo 2019).
- Legge Regionale n.8, 26 aprile 2012 - Disposizione in materia di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.
- Legge Regionale n. 54, 30 dicembre 2015 - Recepimento dei criteri per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio degli impianti da fonti energia rinnovabile ai sensi del D.M. 10.09.2010.
- Legge regionale n.38, 22 novembre 2018 – Modifiche alla L.R. 54/2015 e L.R. 8/2012.

2.3. Normativa Tecnica di Riferimento

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione sarà realizzato in conformità alle vigenti Leggi/Normative tra le quali si segnalano le seguenti principali:

- Legge 186/68. Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici
- D.Lgs 37/08. Norme per la sicurezza degli impianti
- D.Lgs 81/08. Attuazione delle direttive CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza della salute dei lavoratori 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 dei sovraccarichi
- Circolare 4 luglio 1996. Istituzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi
- CEI 0-2. Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici
- CEI 0-2. Guida per la compilazione della documentazione per la Legge 46/90
- CEI 11-20. Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
- Norma CEI 0-16. Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese di energia elettrica
- CEI 20-19. Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750V
- CEI 20-20. Cavi isolati con PVC con tensione nominale non superiore a 450/750V
- CEI 64-8. Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1550V in corrente continua
- CEI 81-20/1. Protezione contro i fulmini. Principi generali
- CEI 81-10/2. Protezione contro il fulmini. Valutazione del rischio
- CEI 81-10/3. Protezione contro i fulmini. Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone

- CEI 81-10/4. Protezione contro i fulmini. Impianti elettrici ed elettronici nelle CEI EN 60099-1-2 Scaricatori
- CEI EN 60439-1-2-3 Apparecchiature assiegate di protezione e manovra per bassa pressione
- CEI EN 60445. Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità conduttori designati e regole generali per un sistema alfa numerico
- CEI EN 60529. Gradi di protezione degli involucri (codice IP)
- CEI EN 61215. Moduli fotovoltaici in Si cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto di omologazione del tipo
- CEI 64-8. Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua
- CEI EN 60904-1. Dispositivi fotovoltaici - Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente
- CEI EN 60904-2. Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento
- CEI EN 60904-3. Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre ed irraggiamento spettrale di riferimento
- CEI EN 61727 Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215 Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo
- CEI EN 61000-3-2 Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso 16 A per fase)
- CEI EN 60555-1 Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili -Parte 1: Definizioni
- 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 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V
- CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici: Dati climatici

CEI EN 61724 Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

3. PROCESSO AUTORIZZATIVO

Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili sono soggetti alla Autorizzazione Unica di cui all'art. 12 del D.Lgs 387/2003 e all'art. 5 del D.Lgs 28/2011, recepiti a livello regionale dalla Legge Regionale 26 aprile 2012 n.8 "Disposizioni in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili" e successive modifiche.

Tale provvedimento normativo aggiornato, finalizzato a promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas - lett. "a", art. 2) per la produzione di energia elettrica nel mercato italiano e comunitario, tende a favorire lo sviluppo

degli impianti alimentati da fonti rinnovabili attuando una semplificazione delle procedure amministrative per la realizzazione degli stessi, nel rispetto delle competenze di Stato, regioni ed enti locali.

In definitiva, il D.lgs. n. 387/2003, nell'attuare la direttiva UE 2001/77, pone particolare attenzione agli impianti di micro generazione da autorizzare (ai sensi della Tabella A) mediante la Denuncia di Inizio Attività e, quanto agli altri di maggiore potenza, indica la razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative attraverso il meccanismo della "Autorizzazione Unica", (secondo il procedimento di cui al citato art. 12 commi 3-4), rilasciata dalla regione o dalle province delegate. Il comma 10 dell'art. 12 prevede altresì la successiva adozione di "linee guida statali" in attuazione delle quali le regioni, adeguando le rispettive discipline (o in mancanza applicando le linee guida nazionali), possono procedere alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti. In ogni caso le disposizioni procedurali di cui ai commi da 1 a 7 dell'art. 12 avrebbero dovuto applicarsi anche in assenza di approvazione delle linee guida statali.

Successivamente, in data 18 settembre 2010, il Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente ed il Ministero per i Beni e le Attività Culturali, ha emanato le linee guida nazionali per il procedimento di cui all'art. 12 del D.Lgs. 387/2003 (Autorizzazione Unica), che dispongono, in materia autorizzativa amministrativa, conformemente alle normative ambientali.

In data 2011 03 03 con Decreto Legislativo n. 28 sono state ridefinite le autorizzazioni per impianti di micro generazione inferiori ai valori da Tabella A. Al posto della DIA è stata introdotta la PAS (Procedura Abilitativa Semplificata) e la Comunicazione per gli impianti integrati o parzialmente integrati. Nel testo è stata inserita anche la possibilità, da parte di ciascuna Regione, di estendere la soglia della Tabella A fino a 1 MW per l'applicazione della PAS.

Nel caso specifico, infatti, per l'autorizzazione di un impianto fotovoltaico della potenza di 12,455 MWp, ai sensi della Parte II e Parte III è previsto lo strumento dell'Autorizzazione Unica.

Per quanto concerne, invece, la normativa regionale, la L. R. 8/2012 e il PIEAR, prevedono che i progetti relativi ad impianti di produzione di energia elettrica mediante lo sfruttamento dell'energia solare con potenza nominale superiore ad 200 kW, siano classificati come impianti di grande generazione e vengono autorizzati con lo strumento dell'Autorizzazione Unica di cui all'art. 12 del D.Lgs. 387/2003.

Inizialmente con la L.R. n: 54/2015 e successivamente con la L.R. 22 novembre 2018 n. 38 (dall'art. 29 all'art. 43), è stata eseguita un'importante operazione di restyling della normativa che disciplina l'installazione degli impianti a fonti rinnovabili sul territorio regionale.

Le modifiche riguardano tre delle principali norme in materia: L.R n. 1/2010, L.R. n. 8/2012 e L.R. n. 54/2015. Le novità più importanti hanno a che fare con i requisiti tecnici e realizzativi richiesti per gli impianti eolici e fotovoltaici, con particolari specifiche per quelli di piccola taglia (fino a 200 kW) a cui di norma si applica la procedura abilitativa semplificata (Pas). Tra le varie attività la Regione ha aggiornato anche l'elenco della documentazione da allegare alla Pas.

Vengono inoltre definiti nuovi oneri istruttori, sia per la Pas che per l'Autorizzazione Unica, e precisate alcune condizioni progettuali che consentono di stimare "l'effetto cumulo" di più impianti FER, ai fini di una corretta valutazione del loro impatto ambientale. Altre novità, infine, riguardano precisazioni sulle aree non idonee e la definizione normativa di "area attinente ad un parco eolico".

L'Autorizzazione Unica è rilasciata in seguito all'acquisizione del parere di Valutazione di Impatto Ambientale come meglio definito all'interno della relazione "Studio di Impatto ambientale". Come introdotto dal Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n.152, nell'allegato II alla parte seconda comma 2, gli impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW rientrano nei progetti di competenza statale. L'articolo è stato modificato dall'art. 31, comma 6, della legge n. 108 del 2021. Per questo motivo il progetto qui presentato sarà prima al vaglio del Ministero dell'Ambiente per la Valutazione di Impatto Ambientale.

4. DESCRIZIONE STATO DI FATTO DEL CONTESTO

4.1. Descrizione del sito di intervento

L'area individuata per il progetto è situata in agro del Comune di Corleto Perticara, provincia di Potenza (PZ), si estende per 15.9 ettari. La linea in MT di connessione si trova in parte nel comune di Corleto Perticara e in parte nel comune di Guardia Perticara. Lo stallo in uscita dalla SSE "Guardia Perticara", da cui partono le linee di connessione aeree in MT, è situata nel comune di Guardia Perticara.

L'area del progetto ricade:

- Foglio 200 TRICARICO scala 1:100.000 della Carta IGM d'Italia
- Foglio 490 Stigliano Carta IGM scala 1:50.000
- Foglio 506 Santo Arcangelo Carta IGM scala 1:50.000
- Foglio 490-III Accettura della Carta Tecnica Regionale in scala 1:25.000
- Foglio 506-IV Corleto Perticara della Carta Tecnica Regionale in scala 1:25.000

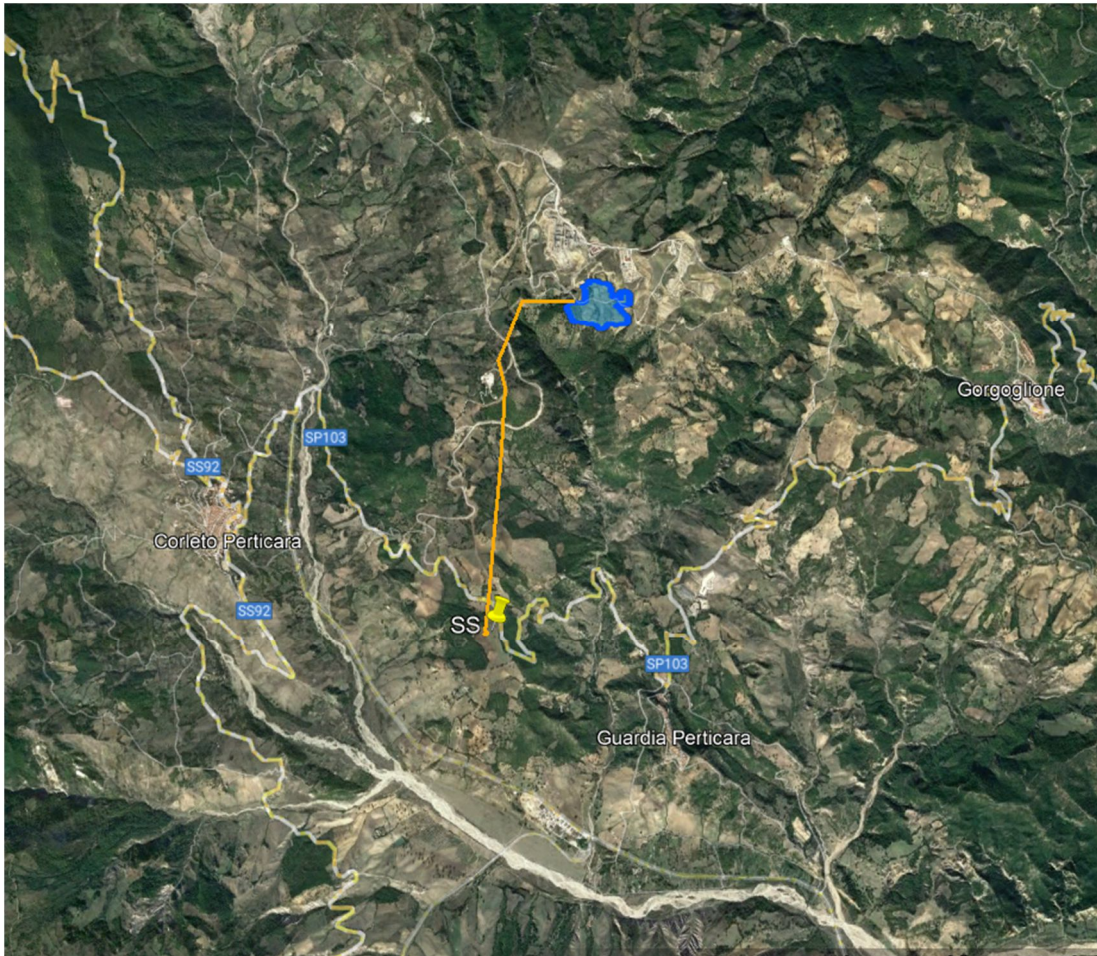


Figure 1: Localizzazione area di progetto

4.1.1. Localizzazione impianto fotovoltaico

Il contesto paesaggistico è caratterizzato da un andamento orografico prettamente collinare, alternato da terrazzamenti sub pianeggianti che in genere degradano verso sud. L'impianto fotovoltaico si inserisce in quest'area che degradano verso sud.

L'impianto fotovoltaico occuperà una superficie recintata di 15.9 ettari e si estenderà a sud dell'impianto centro oli Tempa Rossa in località Acqua di Maggio.

Seguono le coordinate del sistema UTM-ETRS89-EPGS25833-FUSO 33 dei vertici della recinzione che delimita l'impianto fotovoltaico.

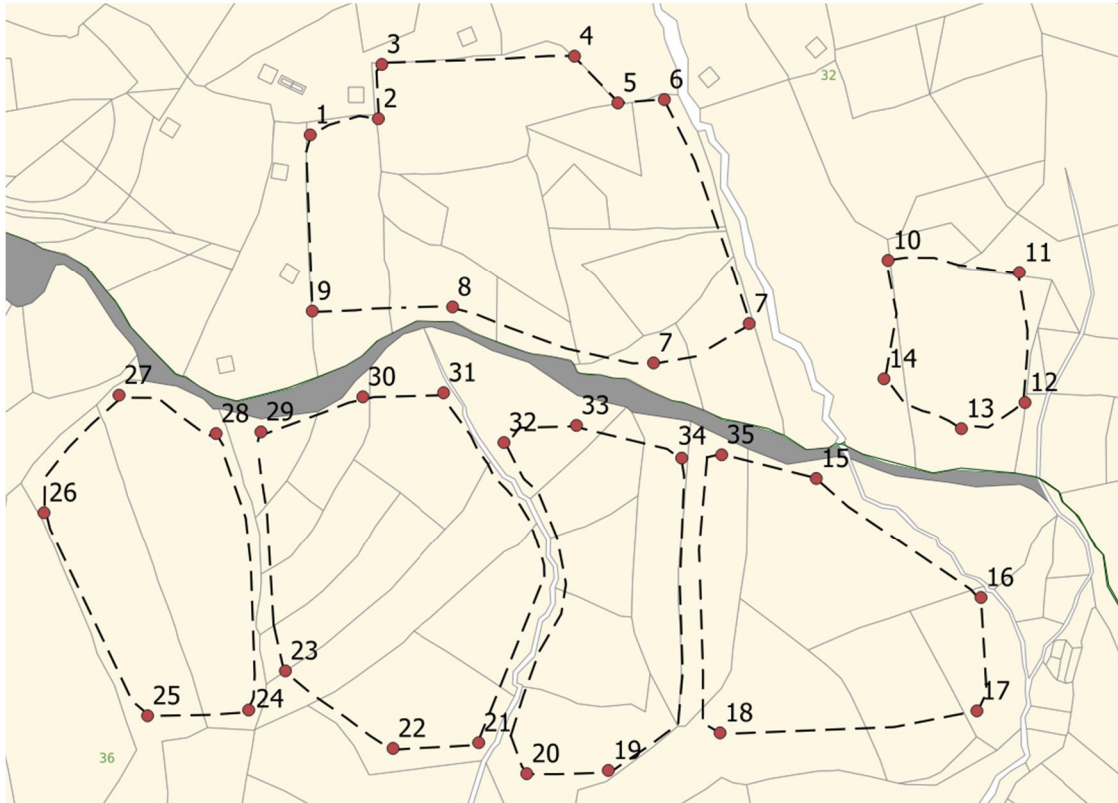


Figure 2: Vertici della recinzione che delimita l'area d'impianto

SISTEMA DI RIFERIMENTO UTM-ETRS89-EPGS25833-FUSO 33

id	x	y			
1	592313	4473316	18	592587	4472915
2	592359	4473327	19	592512	4472890
3	592361	4473363	20	592458	4472888
4	592490	4473369	21	592426	4472909
5	592519	4473337	22	592368	4472905
6	592550	4473340	23	592296	4472957
7	592607	4473190	24	592272	4472931
7	592543	4473163	25	592204	4472927
8	592408	4473201	26	592135	4473063
9	592314	4473198	27	592185	4473142
10	592700	4473232	28	592250	4473116
11	592788	4473224	29	592280	4473117
12	592791	4473137	30	592348	4473141
13	592749	4473119	31	592402	4473143
14	592697	4473153	32	592443	4473110
15	592652	4473086	33	592491	4473122

16	592762	4473006	34	592562	4473100
17	592759	4472930	35	592588	4473102

Nella carta sottostante sono evidenziate le particelle catastali interessanti l'impianto fotovoltaico.

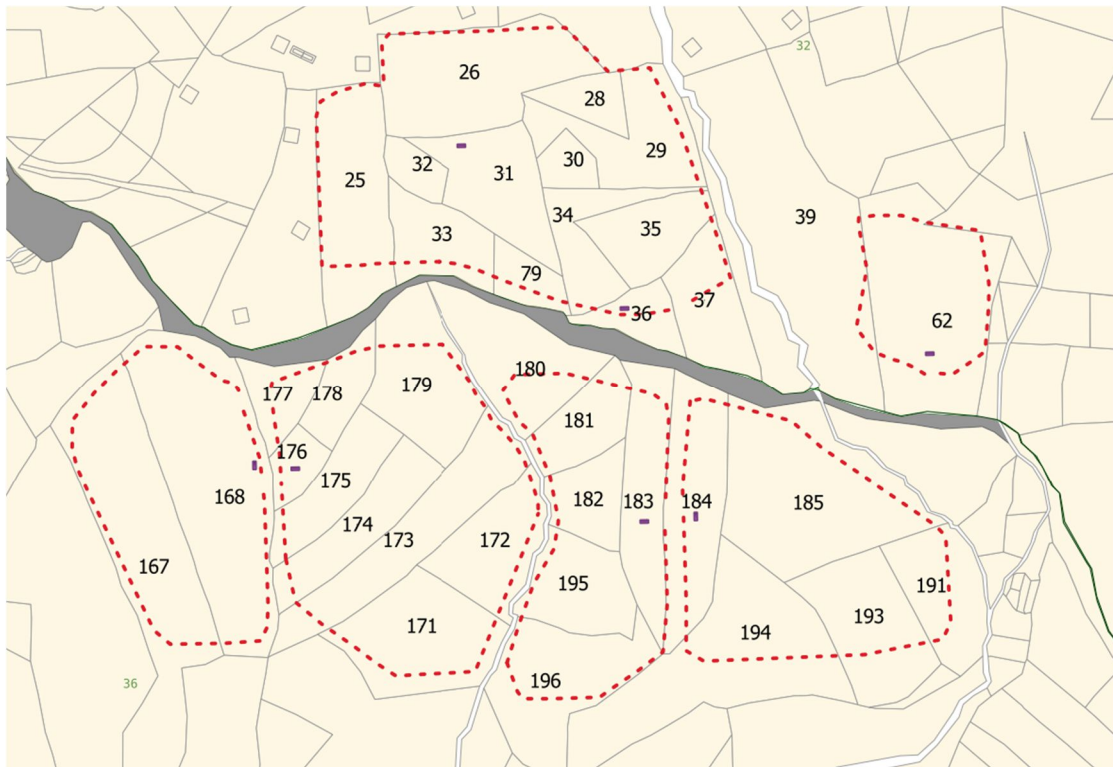


Figure 3: Inquadramento Catastale

L'impianto è situato al:

- Foglio 32 P.lle 25-26-28-29-30-31-32-33-34-35-36-37-39-62-79
- Foglio 36 P.lle 167-168-171-172-173-174-175-176-177-178-179-180-181-182-183-184-185-191-193-194-195-196



Figure 4: Ortofoto area d'impianto

L'iniziativa si inserisce in un contesto agro-pastorale, nella specifica zona non irriguo, per lo più dedicata alla coltivazione estensiva ordinaria e non specializzata colture cerealicole, alternata da pascoli.

4.1.2. Localizzazione opere di connessione lato distributore

La connessione dell'impianto alla rete di distribuzione avverrà tramite uno stallo utente per la trasformazione, da MT a AT, funzionale alla consegna dell'energia elettrica prodotta presso la futura SSE AT "Guardia Perticara" di e-distribuzione. La futura Stazione Elettrica sorgerà al Foglio 14 P.IIe 248-247 del Comune di Guardia Perticara. La connessione dello stallo con le cabine di consegna poste sull'area di impianto saranno realizzate tramite un cavidotto aereo a doppia terna della lunghezza di 5 km. Si prevede una doppia terna come richiesto dal distributore e-distribuzione in seguito al rilascio di 2 soluzioni di connessione con codice: T0737577 e 256247937. Nell'eventualità di poter diminuire l'impatto della linea aerea è possibile prevedere una soluzione interrata lungo la strada esistente che si rimanda in fase di autorizzazione come alternativa progettuale.

La realizzazione dello stallo utente adiacente alla SSE "Guardia Perticara" è ricavare nei pressi della suddetta cabina in un'area la cui disponibilità sarà richiesta tramite lo strumento dell'esproprio. Le dimensioni e le caratteristiche dello stallo saranno meglio specificate nel progetto di connessione vidimato dal gestore di rete e-distribuzione.

Anche lo stallo di trasformazione interessa un'area in ambito agricolo ordinario cerealicolo intervallato a pascoli incolti e aree coperte a bosco prevalentemente di Querce.

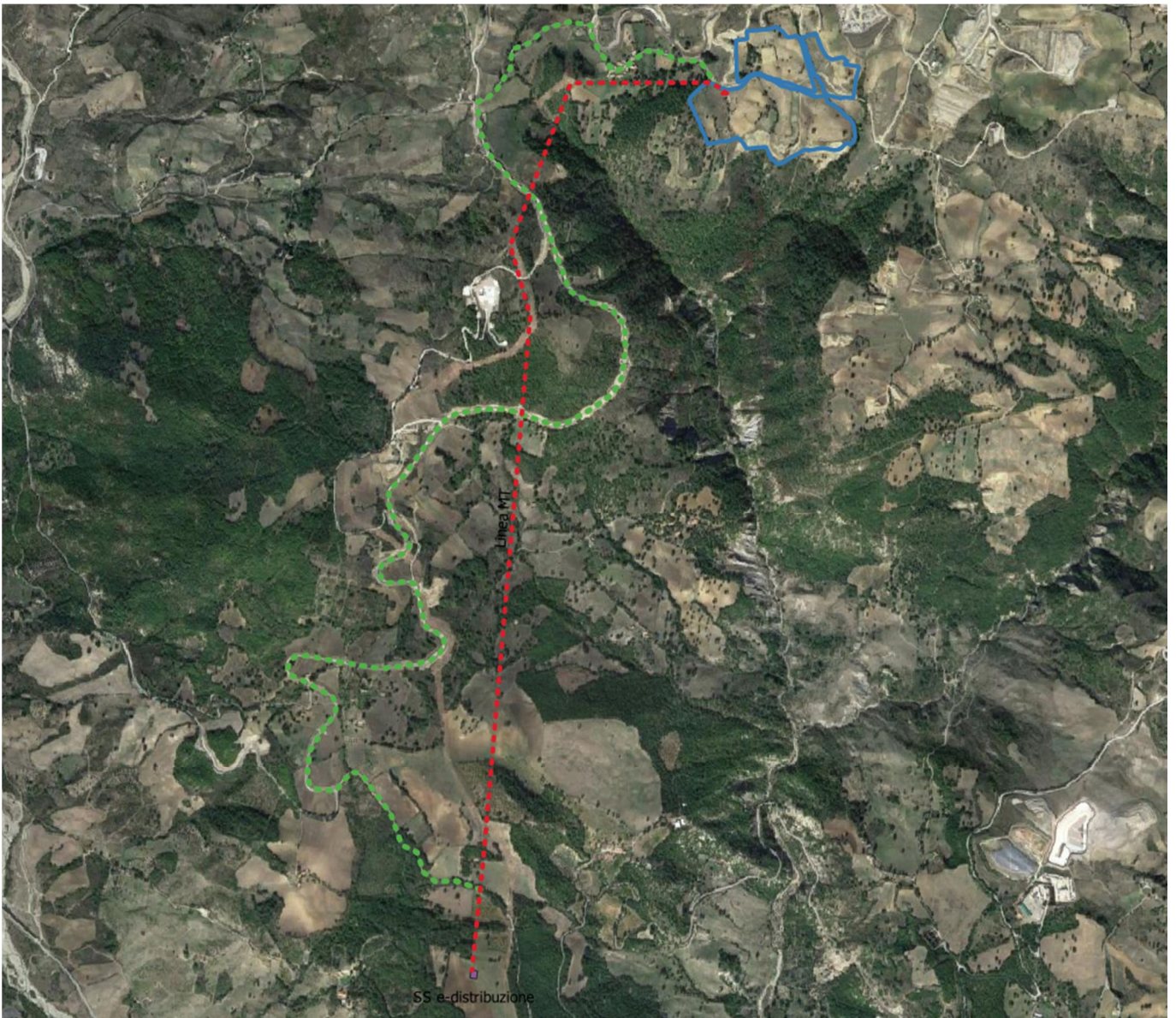


Figure 5: Inquadramento Linee di connessione

La linea elettrica aerea (linea rossa tratteggiata in figura) conetterà la stazione elettrica di derivazione con la cabina di consegna all'interno del lotto di impianto del campo fotovoltaico. Il percorso è stato scelto per minimizzare la lunghezza e il relativo impatto sull'area circostante. Per minimizzare l'impatto di intervento, in alternativa alla soluzione proposta, è possibile prevedere l'interramento della linea sulla viabilità esistente come indicato con linea verde tratteggiata.

Di seguito l'inquadratura su CTR con l'evidenza del sito di progetto, il tracciato del cavidotto aereo e la sottostazione di elevazione della potenza in prossimità della sottostazione di e-distribuzione. Il campo fotovoltaico rientra nel comune di Corleto Perticara mentre la sottostazione elettrica nel comune di Guardia Perticara.

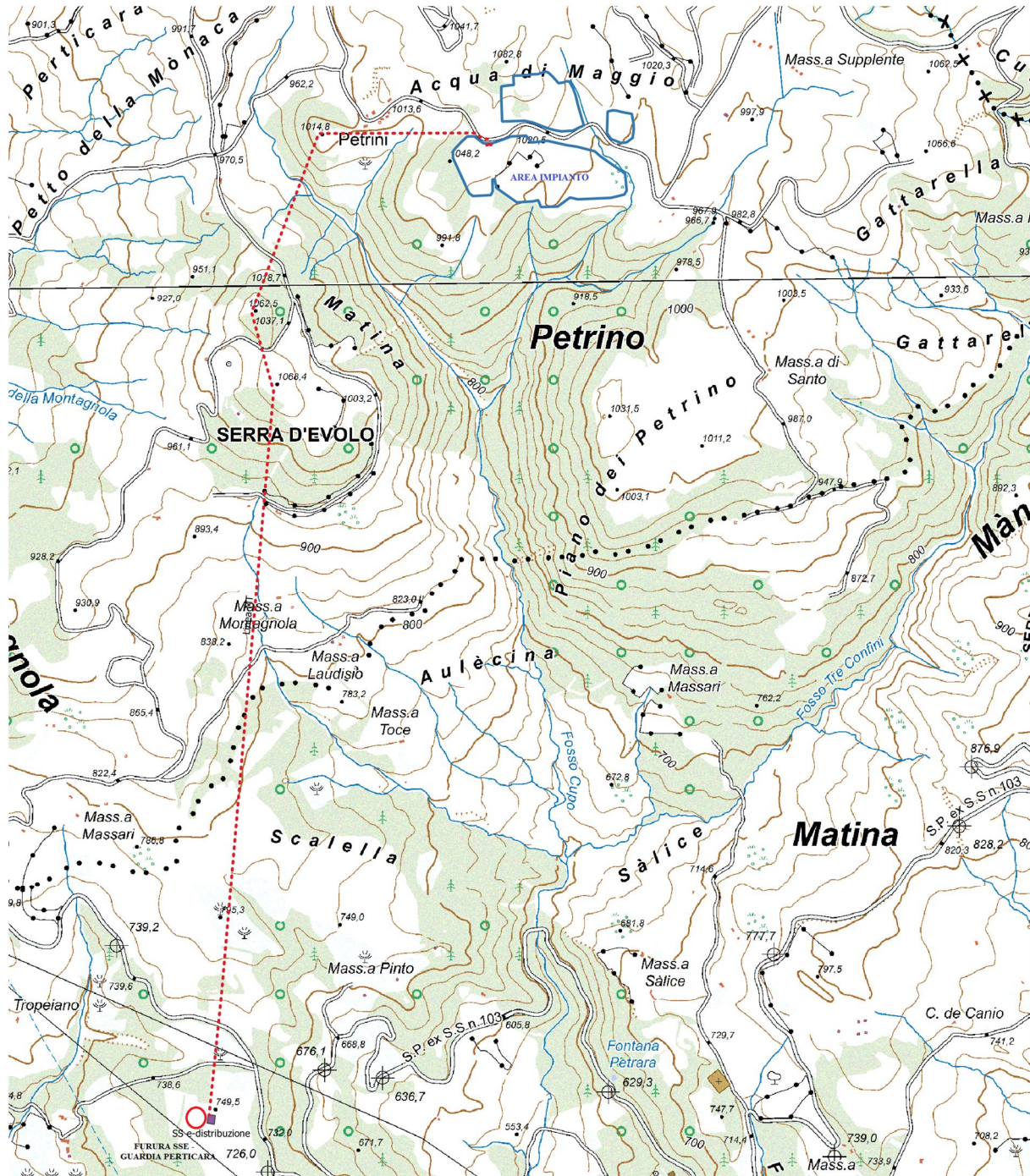


Figure 6: Inquadratura dell'area su CTR

L'area individuata per il posizionamento dell'impianto si presta alla disposizione di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte solare del tipo fisso a terra. Come verrà di seguito esposto

l'impianto si integra all'interno di un'area priva di vincoli e di vocazione produttiva in quanto limitrofo all'impianto di trattamento oli Tempa Rossa.

4.2. Ubicazione rispetto alle aree ed i siti non idonei definiti dal PIEAR ed alle aree di valore naturalistico, paesaggistico e ambientale.

La regione Basilicata si è dotata di uno strumento di pianificazione, Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR), approvato con la L.R. n.1 del 19/01/2010, modificato ed integrato con la L.R. n. 21 del 11/09/2017, la L.R. 38 del 22/11/2018 e la L.R. 4 del 13/03/2019.

L'iniziativa di cui alla presente richiesta di Autorizzazione Unica e Valutazione di Impatto Ambientale, si riferisce ad un impianto fotovoltaico della potenza nominale di 12.46 MW, definito ai sensi del PIEAR, impianto di grande generazione, poiché supera la soglia di 200 kW. Lo strumento PIEAR stabilisce che gli impianti di grande generazione rispettino dei requisiti minimi di carattere ambientale, territoriale, tecnico e di sicurezza, propedeutici all'avvio dell'iter autorizzativo. Ciò è messo in pratica con l'individuazione di aree non idonee all'installazione di tali impianti.

Il PIEAR e successive modifiche identificano le aree non idonee come aree che, per effetto dell'eccezionale valore ambientale, paesaggistico, archeologico e storico o per la presenza di pericolosità idrogeologica si ritiene necessario preservare.

Di seguito la lista di aree non idonee e la verifica eseguita di non interferenza:

	Area	Interferenza
1	Le riserve Naturali regionale e statali	ok
2	Le aree SIC e quelle pSIC	Ok
3	Le aree ZPS e quelle pZPS	Ok
4	Le OASI WWF	Ok
5	I siti Archeologici, storico-monumentali ed architettonici con fascia di rispetto 1000 m	Ok
6	Le aree comprese nei piani paesaggistici di area vasta soggette a vincolo di conservazione A1 e A2.	Ok
7	Superfici boscate governate a fustaia	Ok
8	Aree boscate o a pascolo percorse da incendio da meno di 10 anni dalla data di presentazione dell'istanza di Autorizzazione	Ok
9	Le fasce costiere per una profondità di almeno 1000 m	Ok
10	Le aree fluviali, umide, lacuali e le dighe artificiali con fascia di rispetto di 150m dalle sponde (ex D.lgs n.42/2004) ed in ogni caso compatibile con le previsioni dei Piani di Stralcio per l'Assetto Idrogeologico;	ok
11	I centri urbani. A tal fine è necessario considerare la zona all'interno del limite dell'ambito urbano previsto dai regolamenti urbanistici redatti ai sensi della L.R. n. 23/99;	ok
12	Aree dei Parchi Regionali esistenti, ove non espressamente consentiti dai rispettivi regolamenti;	ok
13	Aree comprese nei Piani Paesistici di Area Vasta soggette a verifica di ammissibilità;	ok
14	Aree sopra i 1.200 m di altitudine dal livello del mare;	ok

15	Aree di crinale individuati dai Piani Paesistici di Area Vasta come elementi lineari di valore elevato.	Ok
16	Terreni agricoli irrigui con colture intensive quali uliveti, agrumeti, o altri alberi da frutto e quelle investite da colture di pregio (quali ad esempio le DOC, DOP, IGT, IGP etc.);	ok
17	Aree di Piani Paesistici soggetti a trasformabilità condizionata o ordinaria.	Ok

4.3. Legge Regionale 54, 30 dicembre 2015

La regione Basilicata ha emesso un ulteriore strumento per l'inserimento nel territorio degli impianti a fonte rinnovabile. La legge Regionale 54 del 30 dicembre 2015 modificata dalla L.R. 22 novembre, n. 38, richiama le linee guida nazionali per il corretto inserimento nel territorio degli impianti. L'obiettivo della L.R. 54/2015 è di modificare e integrare le procedure per l'attuazione degli obiettivi del PIEAR e della disciplina del procedimento Autorizzativo di cui al D.Lgs. 283/2003 e dell'art. 6 del D.Lgs. 28/2011, nonché di fornire integrazioni alle linee guida tecniche per la progettazione degli impianti.

Il testo della L.R. 54/2015 introduce 3 allegati, l'allegato A con le indicazioni dell'inserimento da rispettare. L'allegato B contenente la cartografia rappresentante le aree da sottoporre ad eventuali prescrizioni per un corretto inserimento nel territorio degli impianti e l'allegato C che individua le aree e i siti non idonei ai sensi del DM 10/09/2010 ponendo prescrizioni ulteriori rispetto a quelle discendenti ope legis e da norme settoriali. Non si tratta di aree in cui è ostata la possibilità di realizzare impianti bensì rappresentano aree di maggior attenzione, rispetto alle quali, in sede di definizione dei progetti è necessario approfondire le analisi al fine di individuare ogni possibile interferenza e/o ingerenza da parte delle opere progettate.

Di seguito saranno riportati i singoli beni e le singole aree che la costituiscono stralciando relativa rappresentazione grafica delle aree non idonee, dei buffer e delle caratteristiche descritte.

- 1) Siti inseriti nel patrimonio mondiale Unesco- Buffer di 8000 m, non previsto da PIEAR: *il progetto non interferisce con patrimonio Unesco "I Sassi ed il parco delle chiese rupestri di Matera"*;
- 2) Beni monumentali (artt. 10, 12 e 46 del D.Lgs. 42/2004) esterni al perimetro dei centri urbani – Buffer di 1000 metri, mentre nel PIEAR è previsto un buffer di 300 metri. *L'intervento non interferisce con il buffer dei beni monumentali*;
- 3) Beni per il quale è in corso il procedimento di dichiarazione di interesse culturale (art. 14 e 46 D.Lgs. 42/2004) - Buffer 300 metri; Tratturi vincolati ai sensi del D.M. 22 dicembre 1983 – Area Catastale; Zone di interesse archeologico (art. 142, lett. m D.Lgs. 42/2004). Il PIEAR prevede un buffer per le aree archeologiche sempre di 300 metri. *L'area di impianto si trova a 390 metri da un area di interesse archeologico, quindi rispetta le indicazioni del corretto inserimento. Una parte del cavidotto aereo si trova a una distanza di 240 metri dall'area archeologica denominata "Tempa rossa"*.

beni_interesse_archeologico_art_10

fid	cod_r	comune	denom	provincia	decreto	rif_norm
beni_interesse_archeologico_art_10.94	BCA_029d	CORLETO PERTICARA	TEMPA ROSSA	PZ	D.D.R. 19.09.2007 (mod. D.D.R. 08.09.04)	D.Lgs.42/2004 Artt. 10-13

Come suggerito nella fase iniziale è volontà del proponente di prevedere l'interramento sotto la strada esistente dei due cavidotti di collegamento della SSE "Guardia Perticara" alle cabine di consegna poste sul campo per evitare qualsiasi interferenza visiva dell'opera.

Non esistono interferenze con tratturi o beni di interesse culturale.

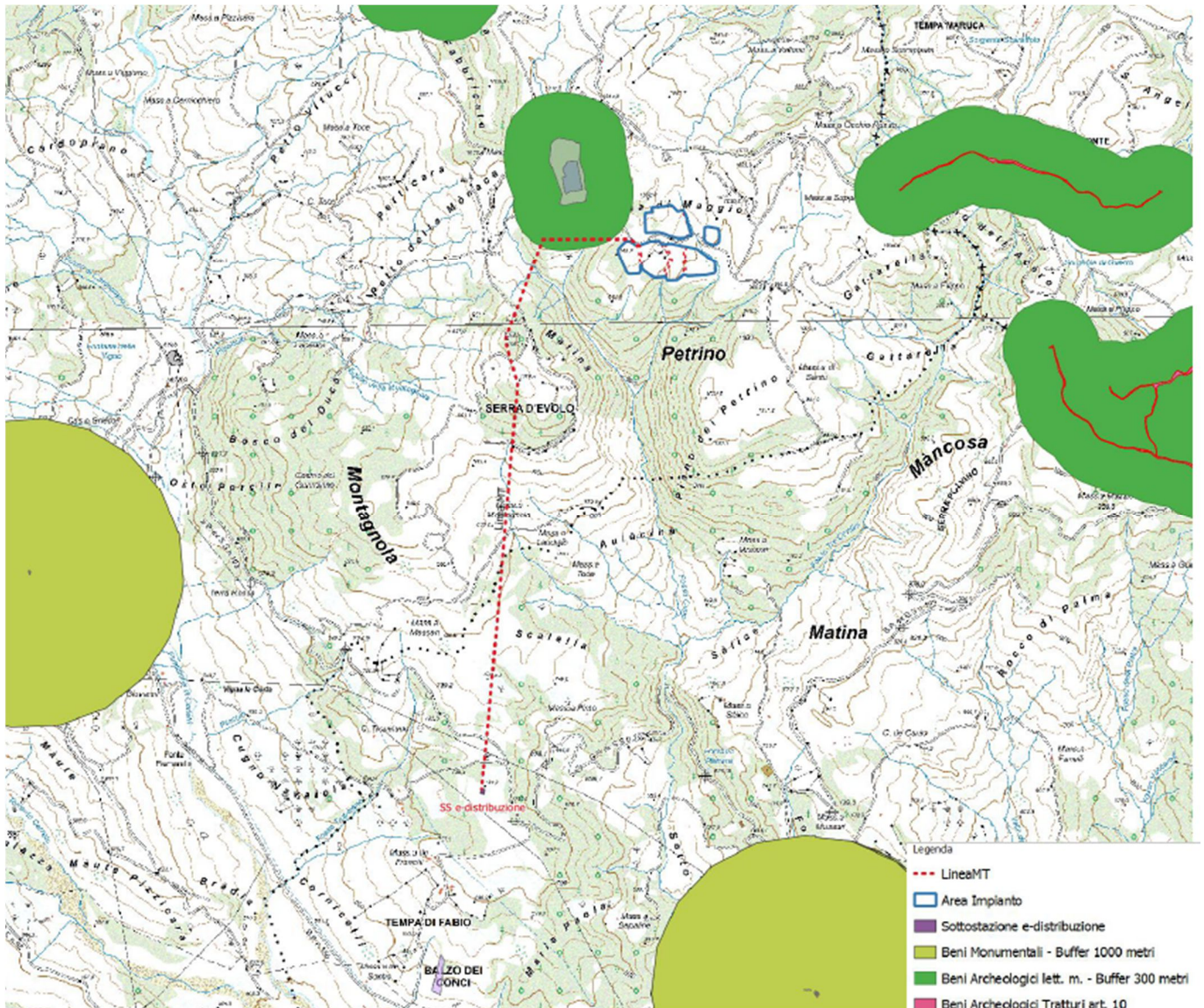


Figure 7 Inserimento Beni Culturali

- 4) Comparti archeologici, che non rappresentano comunque un divieto alla realizzazione dell'opera ma hanno un ruolo di orientare gli operatori del settore. *Il progetto non rientra nei comparti archeologici;*
- 5) Aree vincolate Opere Legis, beni artt. 136,157 D.Lgs. 42/2004 e Aree interessate dai vincoli in itinere. *Il progetto non ricade in tali aree;*
- 6) Territori Costieri, beni art. 142, c. 1 let. a D.Lgs. 42/2004 – Buffer 5000 mentre il PIEAR prevede un buffer di 1000m. *Il progetto non ricade in tali aree;*

- 7) Laghi e invasi artificiali, beni art. 142, c. 1 let. b D.Lgs. 42/2004 – Buffer 1000 mentre il PIEAR prevede un buffer di 150m. *Il progetto non ricade in tali aree;*
- 8) Fiumi, torrenti e corsi d’acqua, beni art. 142, c. 1 let. c D.Lgs. 42/2004 – Buffer 500 mentre il PIEAR prevede un buffer di 150m. *Il progetto non ricade in tali aree;*
- 9) Rilievi oltre i 1200 metri s.l.m., beni art. 142, d. 1 let. A D.Lgs. 42/2004. *Il progetto non ricade in tali aree;*
- 10) Usi Civici, beni art. 142, c. 1 let. h D.Lgs. 42/2004. *Il progetto non ricade in tali aree*
- 11) Tratturi, beni art. 142, d. 1 let. m D.Lgs. 42/2004 – Buffer di 200 metri, mentre il PIEAR non prevede buffer. *Il progetto non ricade in tali aree;*

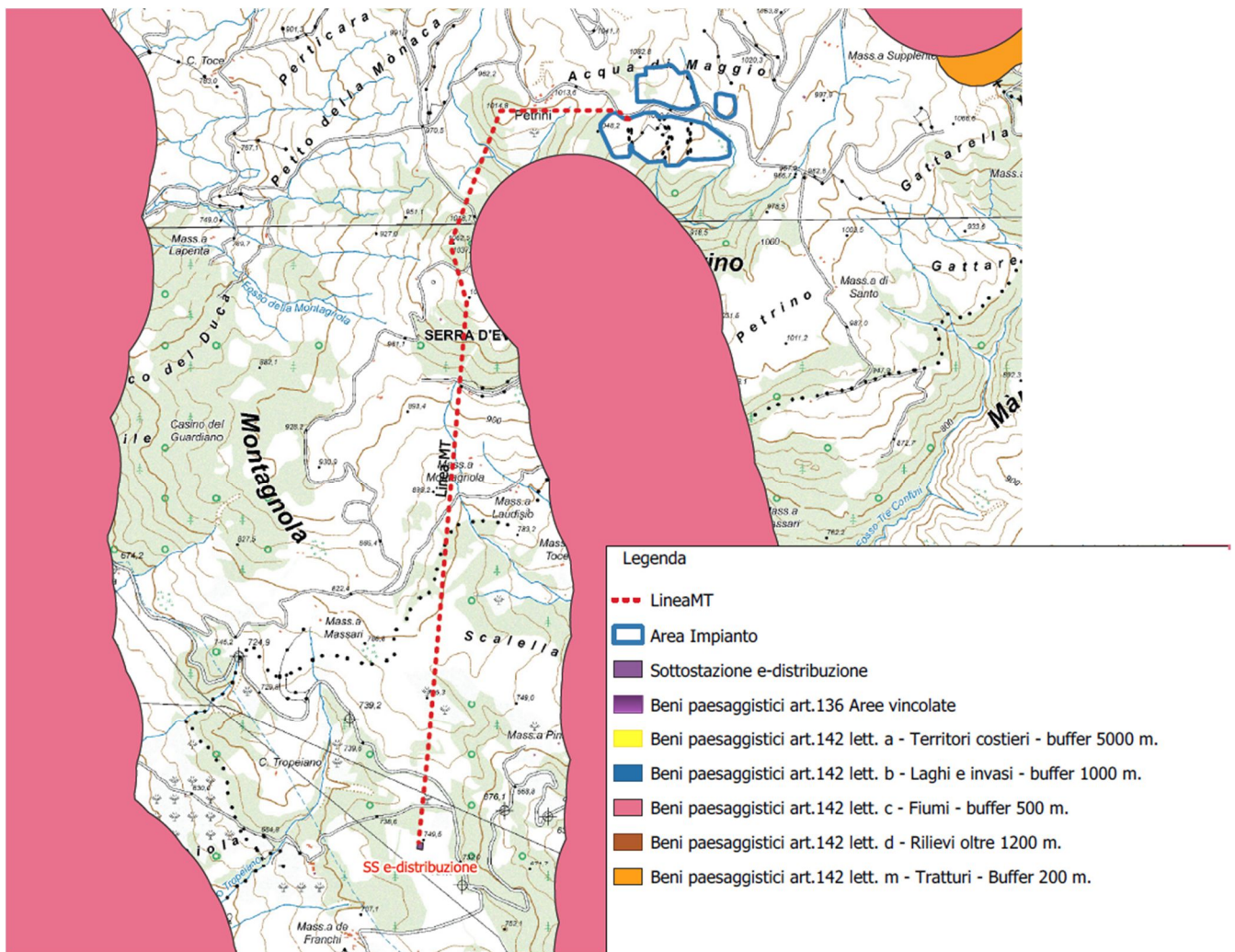


Figure 8 Inserimento Beni Paesaggistici

- 12) Centri Urbani, il perimetro del centro urbano come da PRG/Pdf – Buffer 3000 metri, il PIEAR non prevede buffer. *Il progetto risulta esterno a tali buffer.*
- 13) Centri Storici, zone A ai sensi del D.M. 1444/1968 – Buffer 5000 metri, il PIEAR non prevede buffer. *Il progetto è situato all'interno dei buffer di 5 km del centro di Gorgoglione e Corleto Perticara ma l'orografia del terreno non permette la reciproca visibilità. L'impianto ricade anche all'interno del cono visuale del centro storico di Guardia Perticara, situato a 4.5 km, dove la visibilità dell'impianto risulta essere per la maggior parte coperta dall'altura del Piano dei Petrino.*

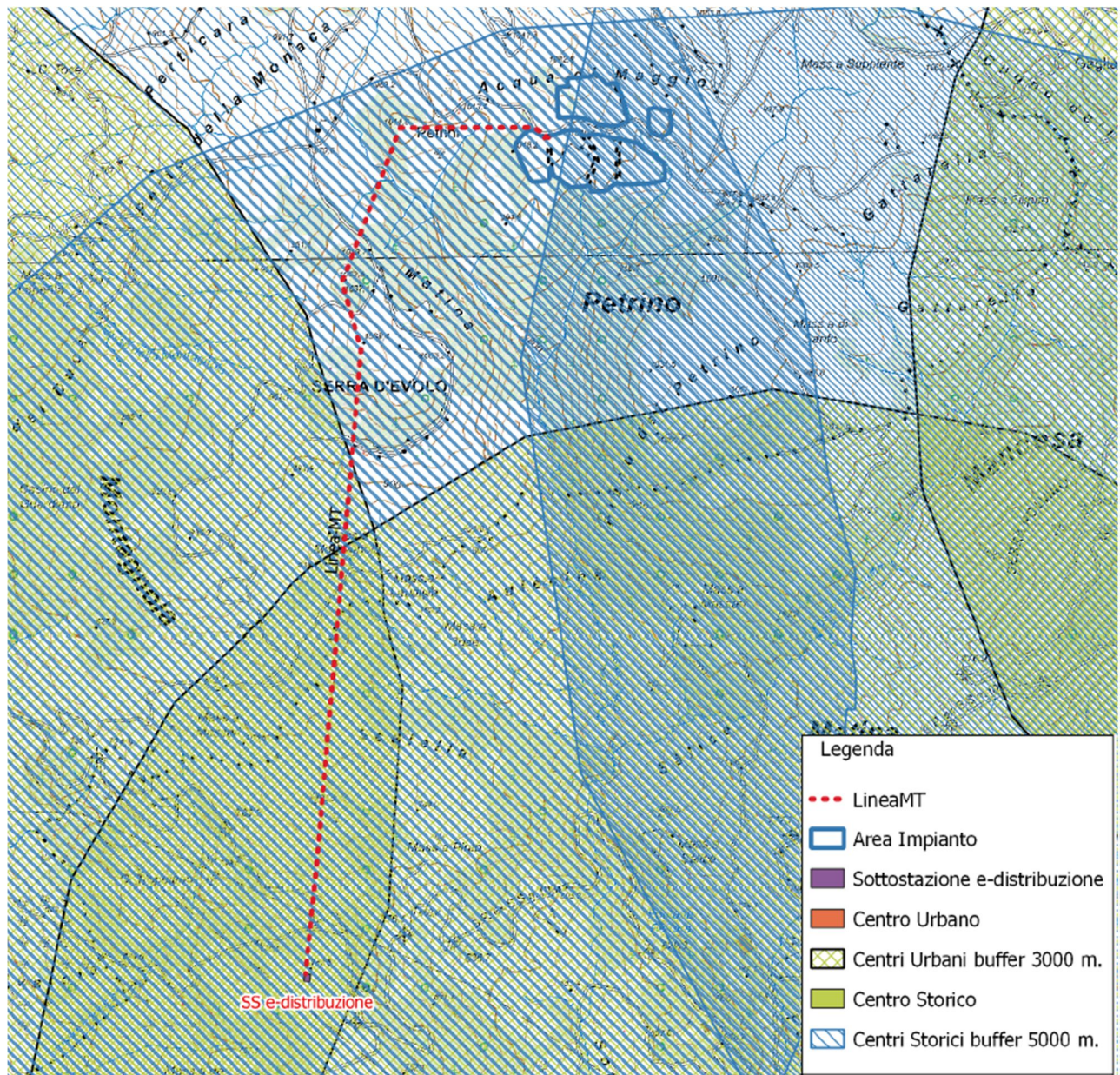


Figure 9 Buffer centri storici

- 14) Aree protette ai sensi della L. 394/91 – Buffer 1000 m, mentre nel PIEAR non è previsto Buffer. *L'intervento non genera interferenze con le aree EUAP;*
- 15) Zone Umide da inventario ISPRA – buffer 1000 m, mentre il PIEAR si attiene al buffer di 150 metri. *Il progetto non ricade in tali aree;*
- 16) OASI del WWF, non prevede buffer: *Il progetto non ricade in tali aree;*
- 17) Rete Natura 2000 buffer di 1000 metri, mentre il PIEAR non prevede buffer: *Il progetto non ricade in tali aree;*
- 18) Area IBA non è previsto buffer: *Il progetto non ricade in tali aree;*
- 19) Rete Ecologica ai sensi del DGR 1293/2008 – non è previsto Buffer: *Il progetto non ricade in tali aree;*

- 20) Alberi Monumentali tutelati ai sensi del D.Lgs. 24/2004, dell'art. 7 L. 10/2013 e D.P.G.R. n. 48/2005 – buffer 500 m, nel PIEAR non è previsto buffer: l'intervento non genera interferenze con gli alberi monumentali.
- 21) Boschi tutelati del Codice e D.Lgs 227/2001 – non individua buffer ne la L.R. 54/2015 ne il PIER: si rileva che il progetto è stato progettato per non intaccare le aree boschive tutelate.
- 22) Aree Agricole, Vigneti DOC e Territori caratterizzati da elevata capacità di uso del suolo – non sono previsti buffer. Il PIEAR non contempla queste aree. *Il progetto non genera interferenza con tali aree.*

5. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

5.1. Generalità

L'intervento consiste nella realizzazione di un impianto di produzione di energia rinnovabile da fonte solare del tipo fisso. L'impianto sarà composto dalle strutture di sostegno, i moduli fotovoltaici, gli inverter e i collegamenti elettrici, le cabine di trasformazione con all'interno i quadri BT/AC il trasbordatore elevatore BT/MT e il quadro di MT. Dalla cabina di trasformazione, o di campo, la corrente sarà convogliata nella cabina utente dove sarà poi collegata alla cabina di consegna del distributore.

L'impianto fotovoltaico oggetto del presente studio è progettato per produrre energia elettrica in collegamento alla rete elettrica di Enel e l'energia prodotta sarà immessa completamente in rete.

Il campo fotovoltaico avrà un potenza generata in corrente continua stimata pari a $P_{dc} = 12.455$ MW. Al momento della realizzazione, in funzione della disponibilità effettiva sul mercato dei moduli, la potenza lato continua P_{dc} potrà subire un variazione per di non modificare il layout e quindi l'impatto visivo e ambientale della soluzione iniziale proposta e non superare il limite di potenza in immissione sul lato alternato P_{AC} come da richieste.

Nel complesso i moduli utilizzati saranno 18872 in stringhe da 28 moduli. I moduli previsti hanno potenza di 660 Wp. Le stringhe saranno collegati agli inverter del tipo multistringa con potenza di uscita di 200 kW. Tali inverter sono del tipo distribuito e situati in prossimità dei pannelli, quindi a bordo struttura, in numero totale di 63. Gli inverter saranno collegati in serie all'interno delle cabine di campo in cui il trasformatore elevatore BT/MT porterà la tensione a 30 kV. Da qui dei cavidotti sotterranei in MT porteranno dalle diverse cabine di campo la corrente AC alla cabina Utente da cui sarà convogliata al distributore nella cabina di consegna.

L'intervento prevede la suddivisione del progetto in 2 macro-aree a sua volta suddivise in sottocampi.

La suddivisione viene eseguita in quanto sono presenti due preventivi di connessione rilasciati da e-distribuzione, il primo con codice identificativo T0737577 con potenza di immissione di 5.80 MW e il secondo con codice identificativo 256247937 e potenza di immissione di 5.5 MW.

Le aree di progetto vengono suddivise in tali macro-aree:

AREA 1 STMG 256247937: Area di campo A,B e C

AREA 2 STMG T0737577: Area di campo D,E e F

AREA	N° STRUTTURE	N° pannelli	P. Totale CC
1	329	9212	6.079 MW
2	345	9660	6.375 MW

L'area 1 sarà collegata come sopra descritto alla cabina di consegna del preventivo STMG 256247937 mentre l'area 2 sarà collegata alla cabina di consegna del preventivo STMG T0737577.

5.2. Strutture a supporto dei pannelli

L'impianto è caratterizzato da un layout di progetto con strutture fisse, formata da elementi metallici in acciaio ad alta resistenza galvanicamente protetti, componibili in cantiere, che formano un'ossatura orizzontale e verticale a sostegno dei moduli fotovoltaici e degli elementi di collegamento elettrico.

La struttura di sostegno è progettata con montanti e traversi, per poter regolare la giusta esposizione del sistema fotovoltaico in base all'inclinazione desiderata. La facciata inclinata del sistema pannellato ha estensione standard di 16.81 * 5.27 metri, composto da 4 file orizzontali da 7 pannelli per un totale di 28 moduli.



Figure 10 Strutture Fisse

Le strutture di sostegno sono disposte in modo da formare delle file con strutture affiancate una con l'altra. Le file avranno una lunghezza variabile dipendente dal confine dell'area d'intervento. Come si può notare dalla **Figure 10 Strutture Fisse** di esempio le file saranno distanziate tra di loro, con la presenza di inerbimento al di sotto dell'impianto. La distanza tra le file è stata calcolata, unendo l'esigenza di massimizzare il numero di pannelli per unità di superficie, evitare gli ombreggiamenti reciproci, alla corretta manutenzione, per lo sfalcio dell'erba, la pulizia del terreno, il lavaggio dei pannelli e garantendo una buona aerazione del terreno. La distanza delle file è di circa 9.5 metri come descritto in **Figure 11 Vista strutture di sostegno**.

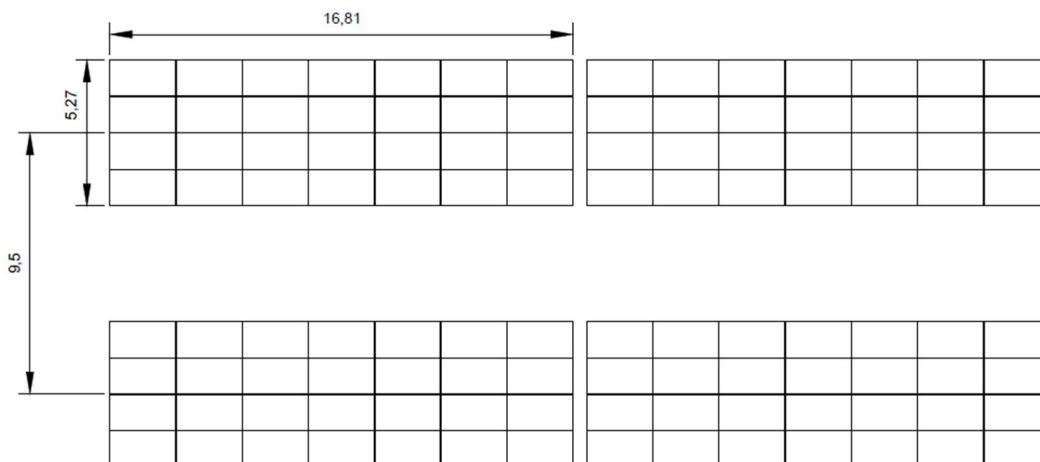


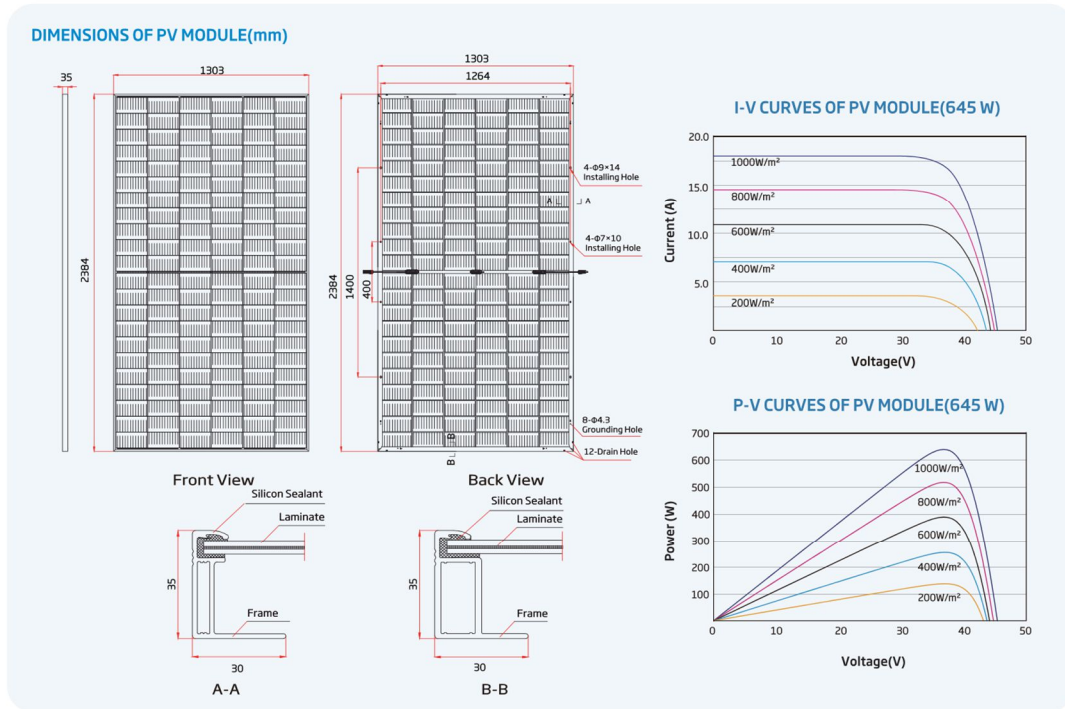
Figure 11 Vista strutture di sostegno

5.3. Moduli fotovoltaici

I Moduli fotovoltaici previsti al momento sono del tipo monocristallino bifacciale dual glass, questa tecnologia è stata individuata dall'investitore come miglior compromesso tecnico-economico disponibile sul mercato. Il pannello fotovoltaico bifacciale è un particolare tipo di pannello che riesce ad assorbire energia solare da entrambi i lati della cella fotovoltaica, aumentando la produzione di energia rispetto a un modulo fotovoltaico standard.

Nella **Figure 12 Scheda Tecnica Pannello Fotovoltaico configurazione 660 Wp** sono esposte le caratteristiche principali dei moduli, ma in funzione della disponibilità sul mercato, potrebbero essere utilizzati altri moduli, con dimensioni e potenza unitarie differenti, sempre restando nei limiti di dimensionamento strutturale delle strutture portanti, di ingombro complessivo, già rappresentato graficamente negli elaborati di progetto e con potenza totale P_{ac} dell'impianto congruente con quella assegnata ai fini della connessione.

Si è optato per dei pannelli con potenza da 660 Wp



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	640	645	650	655	660	665
Power Tolerance- P_{MAX} (W)						0 ~ +5
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Module Efficiency η_m (%)	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass A.M1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	685	690	696	701	706	712
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79
Irradiance ratio (rear/front)						10%

Power Bifaciality: 70±5%

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power P_{MAX} (Wp)	484	488	492	495	499	504
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91

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	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
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	35A

WARRANTY

- 12 year Product Workmanship Warranty
- 30 year Power Warranty
- 2% first year degradation
- 0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 31 pieces
- Modules per 40' container: 527 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2021 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
Version number: TSM_EN_2021_A

www.trinasolar.com

Figure 12 Scheda Tecnica Pannello Fotovoltaico configurazione 660 Wp

Elion s.r.l. sede in Pesaro (PU), Via del Carso n.27, Partita IVA 02671350417

5.4. Inverter

Gli inverter, permettono di trasformare la corrente continua in uscita dalla centrale fotovoltaica in corrente alternata convogliata nella cabina di campo contenente il trasformatore elevatore BT/MT.

Gli inverter scelti per l'impianto sono del tipo distribuito, cioè piccoli inverter posizionati a bordo delle file di strutture dei pannelli che trasformano la CC in CA. Come è noto le perdite in corrente CC aumenta all'aumentare della distanza del cavo di distribuzione. La scelta dell'inverter distribuito è stata intrapresa per minimizzare le perdite di trasporto e aumentare l'efficienza del campo. Inoltre l'utilizzo di più inverter riduce fortemente il rischio di mancata produzione per eventuali rotture dell'inverter stesso. La posizione dell'inverter dovrà essere il più possibile baricentrica alle rispettive stringhe collegate direttamente all'inverter, compatibilmente con la specificità del luogo e dei collegamenti elettrici.

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.00%
European Efficiency	≥98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ~ 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	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
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Figure 13 Scheda Tecnica Inverter

L'inverter previsti al momento sono i SUN2000-215KTL-HO con potenza in uscita di 200 kW. La soluzione individuata risulta un buon rapporto tra soluzione tecnica ed economia, ma, come nel caso dei moduli fotovoltaici, in base alla disponibilità sul mercato al momento dell'installazione potrebbero essere scelti Inverter con caratteristiche diverse, sempre restando entro i limiti di dimensionamento elettrico con potenza totale P_{ac} congruente con quella già assegnata ai fini della connessione.

5.5. Cabina MT/BT

La cabina di campo, o cabina MT/BT, raccoglie al suo interno la corrente alternata proveniente da più inverter. Come detto in precedenza in base alle disponibilità sul mercato la scelta degli inverter andrà a influire sul numero di essi collegati ad ogni cabina. Le linee in ingresso arriveranno direttamente al quadro BT-AC.

Per quanto scelto in questo momento le cabine avranno al loro interno uno o due trasformatori nelle dimensioni 500 kVA, 1250 kVA o 1600 kVA in accordo da quanto descritto sulle linee guida sulle connessioni di e-distribuzione. Dal quadro BT AC si trasferisce, tramite apposito cavo(o sbarre), il flusso di energia prodotta, al trasformatore elevatore BT/MT, che porta dal livello BT a quello MT di 20.000 V cioè alla tensione di rete MT interna del Produttore.

L'interno della cabina di campo contiene anche il quadro di media tensione che, oltre alla protezione per il trasformatore, contiene altri due sezionatori MT per il collegamento in entra esce con le cabine precedente e successiva. Le cabine di campo avranno altre componenti di impianti quali: impianto di terra, UPS per i servizi di cabina, impianto di illuminazione, prese, ventilatori e il sistema di protezione e monitoraggio e sistema di sgancio di emergenza.

Una linea MT in cavo interrata, in entra/esce dalle varie cabine di campo, raccoglierà l'energia in una cabina Utente di concentrazione, porta l'energia prodotta fino alla cabina di consegna situata all'interno del lotto d'impianto.

Le soluzioni di connessione dell'impianto sono rispettivamente 2 quindi ci saranno 2 cabine di consegna e 2 cabine Utente di concentrazione.

All'interno di alcune cabine di campo saranno presenti dei trasformatori da MT/BT a servizio delle utenze.

Il campo fotovoltaico è suddiviso in sei aree e ogni area avrà la sua cabina di campo o più cabine in base alla potenza complessiva di produzione. Nella figura di seguito viene esposta la posizione delle cabine come da progetto definitivo.

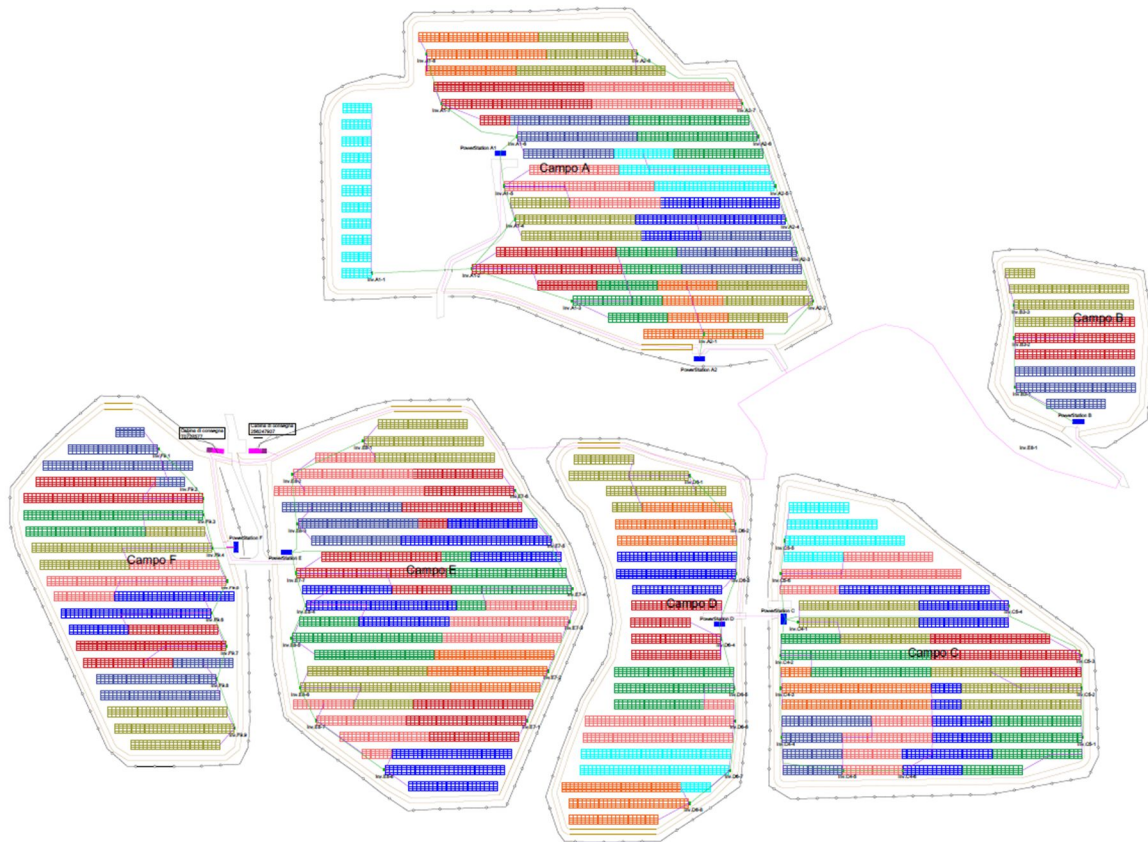


Figure 14 Planimetria impianto elettrico

5.5.1. Caratteristiche costruttive delle cabine

Le cabine per il campo fotovoltaico verranno realizzate utilizzando strutture prefabbricate costruite in stabilimenti dedicati. Le cabine saranno di 3 tipologie, le cabine di consegna, le cabine utente e le cabine di campo. La cabina di consegna in capo al distributore è standard come da soluzione di connessione rilasciata da e-distribuzione. La cabina utente, posizionata in prossimità delle cabine di consegna, sarà allestita per la consegna dell'energia elettrica alla rete. Le cabine di campo in cui si trovano i trasformatori e gli ausiliari.

Gli ausiliari alimentano gli impianti di servizio per l'illuminazione ordinaria, l'illuminazione esterna, il sistema di allarme e di videosorveglianza.

5.5.2. Impianto generale di terra

L'impianto di terra ed equipotenziale sarà costituito da una corda di rame interrata lungo il perimetro del terreno ed integrata con picchetti, dai collettori e conduttori di terra e da tutti i collegamenti PE ed equipotenziali. Le stesse cabine saranno dotate dell'impianto di terra con n.2 collettori in acciaio inox

annegati nel calcestruzzo e collegati all'armatura. L'armatura metallica delle strutture deve essere collegata a terra per garantire l'equi potenzialità elettrica. Bisognerà accertarsi che i dispersori, siano circondati da terra vagliata leggermente costipata ed evitare che i dispersori vengano a contatto con pietre o ghiaietto, i quali aumenterebbero la resistenza di terra e potrebbero corrodere il dispersore.

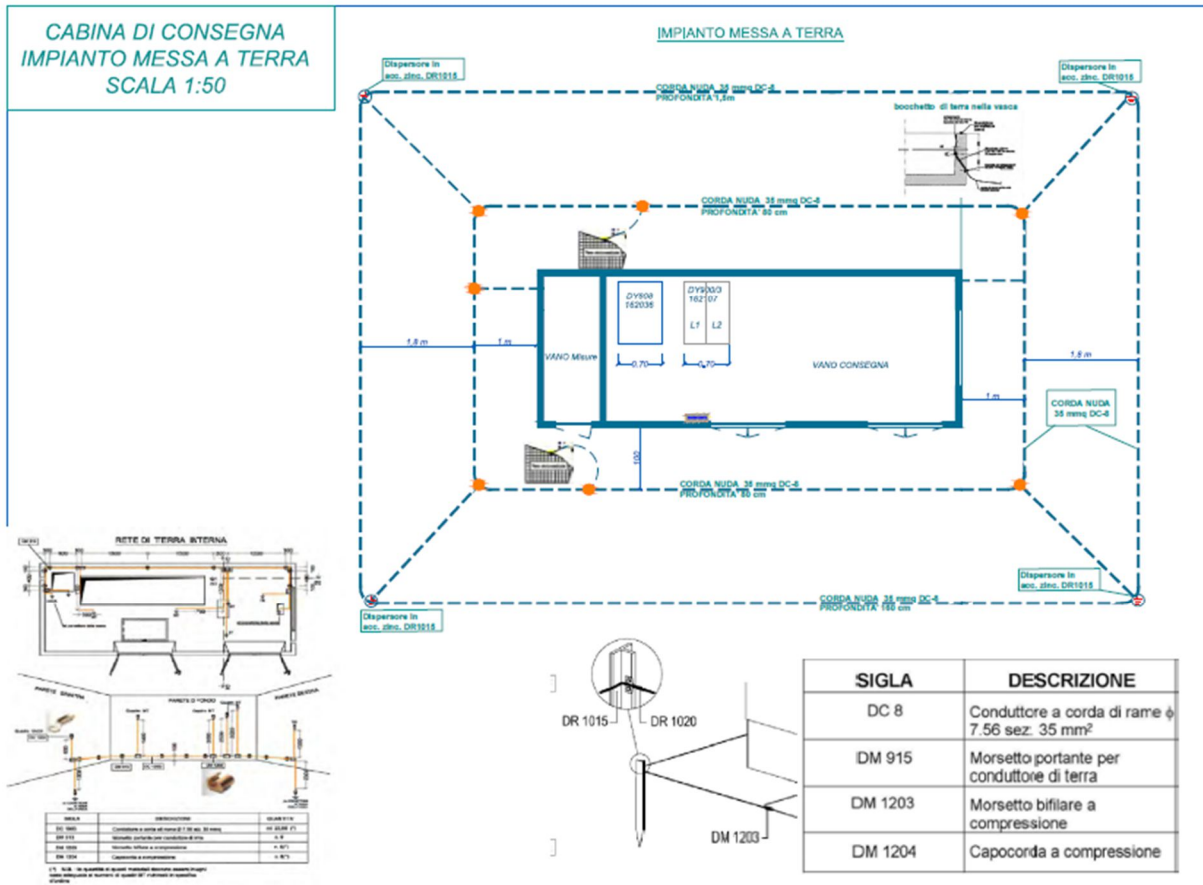


Figure 15: Impianto di terra cabine

5.5.3. Cabina MT/BT di Campo

La cabina di campo è la cabina in cui l'energia proveniente dagli inverter distribuiti sarà raccolta e elevata di potenza tramite i trasformatori 0.8/20 kV e dove saranno installati gli ausiliari a servizio del campo. L'interno della cabina di campo contiene anche il quadro di media tensione che, oltre alla protezione per il trasformatore, contiene altri due sezionatori MT per il collegamento in entra esce con le cabine precedente e successiva.

Le cabine di campo avranno altre componenti di impianti quali: impianto di terra, UPS per i servizi di cabina, impianto di illuminazione, prese, ventilatori e il sistema di protezione e monitoraggio e sistema di sgancio di emergenza.

La cabina di campo in base alle disponibilità ad oggi rinvenuta avrà le dimensioni di 12.00 x 2.30 x 2.30 m. In futuro, in base alle disponibilità e alle diverse tecnologie in commercio, le dimensioni potrebbero variare sempre restando nei limiti di dimensionamento previsti in questa fase.

5.5.4. Cabina MT Utente

La cabina Utente avrà la funzione di raccolta e consegna dell'energia prodotta alla cabina di consegna di e-distribuzione. Nel locale saranno previsti tutti i dispositivi per la consegna e concentrazione dell'energia in MT. Sarà posizionata in prossimità della Cabina di consegna. La cabina utente in base alle disponibilità ad oggi rinvenuta avrà le dimensioni di 6.00 x 2.30 x 2.30 m. In futuro, in base alle disponibilità, le dimensioni potrebbero variare sempre restando nei limiti di dimensionamento previsti in questa fase.

5.5.5. Cabina di consegna

La cabina di consegna, come previsto dal preventivo di connessione, saranno 2 del tipo BOX prefabbricato in conformità alle specifiche di e-distribuzione DG2092 Tipo A edizione 02 (luglio 2011) con dimensioni 5.53 x 2.30 x 2.30 m.

5.6. Recinzione, cancello e mitigazione

Lungo tutto il perimetro del terreno verrà realizzata una recinzione che non permetterà l'accesso all'impianto a personale non addetto. La recinzione sarà priva di cordoli, realizzata con rete metallica a pali infissi nel terreno, con una distanza dal piano di campagna di 20 cm per permettere il passaggio della piccola fauna.

L'accesso pedonale e carrabile dell'impianto sarà consentito attraverso un apposito cancello situato in prossimità della strada esistente. Lo stesso sarà posizionato in prossimità della Cabina di Campo, Cabina utente e di consegna.

Contestualmente alla recinzione è previsto lungo tutto il perimetro del lotto l'inserimento di elementi arborei al fine di mitigare l'impatto visivo degli impianti.

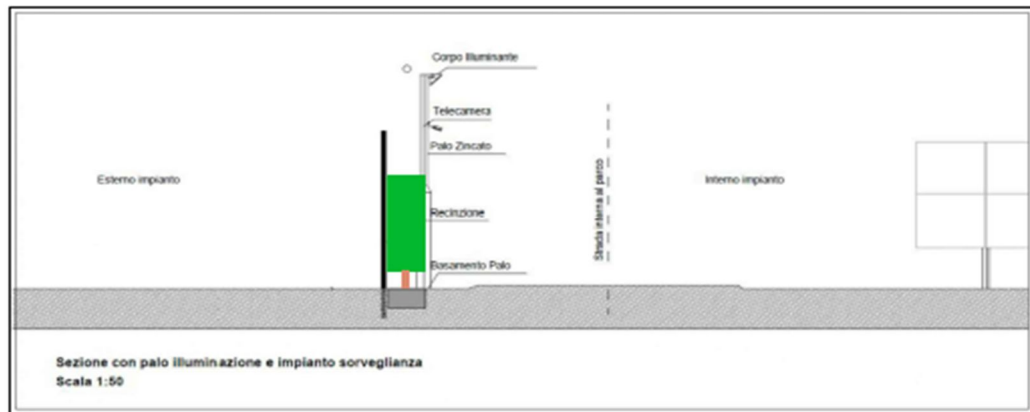


Figure 16: Esempio Recinzione e mitigazione

5.7. Viabilità interna e piazzali

La viabilità interna al sito sarà situata lungo tutto il perimetro di ogni singola area recintata. Le strade saranno di tipo in tout-venant, o terra stabilizzata. Questa scelta consente di ottenere una superficie stabile nel tempo, con buone caratteristiche drenanti, grazie all'utilizzo di materiale presente in loco, onde evitare l'utilizzo di materiali esterni. La strada avrà una larghezza media di 2.5 metri.

Per garantire l'accesso alle cabine con i mezzi pesanti, in caso di manutenzione straordinaria, si prevedono delle piazzole fronte cabina del tipo pavimentate. Esse saranno collegate dal cancello d'ingresso tramite una strada del tipo pavimentata che consenta il passaggio anche in condizioni meteo avverse. Le cabine sono state posizionate il più possibile vicino al cancello di ingresso così da minimizzare l'area pavimentata. La pavimentazione sarà fornita di una fondazione con materiale arido di cava e una finitura in misto cementato per minimizzare l'impatto sul suolo.

Le piazzole avranno una dimensione di circa 8x5 metri mentre la strada avrà una larghezza di 3 metri.

5.8. Sistemazione dei livelli

Le operazioni di livellamenti, rinterri, riempimenti e rilevati necessari per la preparazione del piano di posa non prevedono l'apporto di materia e di terre esterne al sito.

Le strutture a supporto dei moduli fotovoltaici saranno disposti seguendo il naturale andamento del terreno. Le strutture vengono ancorate al terreno tramite dei pali in acciaio infissi tramite battipalo. Grazie a questa tecnica è possibile in fase di progettazione esecutiva prevedere la giusta lunghezza del palo per poter posizionare le strutture seguendo il naturale andamento del terreno.

La scelta delle strutture fisse permette di non modificare l'andamento del terreno evitando lo stravolgimento della morfologia dei luoghi.

Gli unici movimenti di terra riguardano il livellamento delle aree dove saranno collocate le cabine. Come descritto le cabine hanno dimensioni di pochi metri e quindi anche le movimentazioni di terreno sono molto contenute. La livellazione del basamento della cabina sarà in scavo e il terreno in eccesso sarà utilizzato per livellare l'area antistante per la realizzazione delle piazzole.

5.9. Sistemi Antintrusione, Videosorveglianza e Illuminazione

Al fine di limitare l'accesso all'impianto a soggetti non autorizzati sarà previsto un sistema di videosorveglianza, costituito da telecamere a circuito chiuso (TVCC) del tipo fisso day-night, per visione diurna e notturna (con illuminatore a infrarossi), installate su altrettanti pali in acciaio zincato, di altezza massima pari a 3,50 m. La disposizione dei pali di supporto alle telecamere seguirà l'andamento della recinzione perimetrale di impianto.

Il sistema antintrusione, invece, sarà realizzato prevedendo una o più soluzioni tra quelle elencate nel seguito:

- sistema di barriere a microonde, posizionate in prossimità della recinzione perimetrale di impianto, tarate per rilevare l'accesso in caso di scavalco o effrazione della recinzione;
- cavo tipo "alfa" con anime magnetiche, collegato a sensori microfoniche agganciati alle recinzioni a media altezza e collegato ad una centralina d'allarme, capace di rilevare vibrazioni indotte sulla recinzione perimetrale in caso di scavalco o tentativo di danneggiamento;
- sistema antintrusione da interrimento, con sviluppo parallelo alla recinzione perimetrale di impianto, capace di rilevare il transito di pedoni in superficie in caso di scavalco.

Nel caso di effrazione durante il periodo notturno, si attiverà un sistema di illuminazione, costituito da proiettori luminosi LED di potenza 50 W, direzionabili e montati su pali in acciaio zincato, in gran parte coincidenti con gli stessi pali di supporto al sistema di videosorveglianza integrati da ulteriori elementi posizionati lungo la viabilità interna di impianto. Il funzionamento dell'impianto di illuminazione sarà legato alla sicurezza dell'impianto, con modalità di attivazione discontinua ed eccezionale.

Il montaggio manuale degli elementi in quota descritti (telecamere, proiettori luminosi) avverrà ricorrendo a sistemi di sollevamento a cestello. L'alimentazione elettrica e i cablaggi tra gli elementi avverranno in cavidotto interrato, realizzato con modalità esecutive analoghe al caso dei cavi elettrici in B.T.

6. FASE DI CANTIERE

Il cantiere può essere suddiviso nei seguenti corpi d'opera principali, costituenti specifiche "macroaree di intervento":

1. l'impianto di produzione di energia elettrica;
2. la Sottostazione Elettrica Utente (SSE) di trasformazione 150/20 kV;
3. il cavidotto aereo in media tensione (20 kV) di connessione tra l'impianto di produzione e la sottostazione elettrica Utente 150/20 kV (SSE);
4. l'ampliamento della SE E-distribuzione "Guardia Perticara" 150 kV esistente, comprensivo di tutte le apparecchiature previste per l'arrivo in cavo, da installare in corrispondenza dello stallo AT a 150 kV assegnato alla società proponente l'iniziativa;

6.1.Preparazione del sito e accantieramento

In apertura di cantiere verrà effettuata una delimitazione delle aree di cantiere, individuandola opportunamente con opere provvisorie e segnaletica di sicurezza.

Avrà quindi luogo l'esecuzione di un'attività di pulizia generale delle aree, con rimozione di arbusti ed essenze erbacee tipiche dell'incolto o residui vegetali delle attività agricole eventualmente presenti sui terreni destinati all'iniziativa.

In questa fase iniziale dei lavori sarà individuata un'area (o più aree) da destinare agli stoccaggi dei materiali da costruzione, alla installazione dei servizi di cantiere (container uffici, spogliatoi e servizi igienici) ed alla raccolta dei materiali di risulta delle fasi di costruzione.

6.2.Fasi di cantierizzazione

La realizzazione dell'impianto prevede una serie articolata di lavorazioni complementari tra di loro che possono essere sintetizzate mediante una sequenza di otto fasi determinata dall'evoluzione logica ma non necessariamente temporale.

1°fase - Riguarda la "predisposizione" del cantiere attraverso i rilievi sull'area e la realizzazione delle piste d'accesso alle aree del proposto campo fotovoltaico. Segue a breve l'allestimento dell'area di cantiere recintata ed il posizionamento dei materiali e dei macchinari eventualmente necessari. In detta area sarà garantita una fornitura di energia elettrica.

2°fase – Realizzazione delle viabilità interna.

3°fase – Realizzazione dei cavidotti interrati per la posa in opera dei cavi degli elettrodotti.

4°fase – Realizzazione dei basamenti delle cabine elettriche, e posa in opera delle cabine elettriche monolitiche.

5°fase - Trasporto dei componenti di impianto (strutture di sostegno, moduli fotovoltaici, quadri elettrici di parallelo, apparecchiature elettriche);

6°fase – infissione nel terreno a mezzo macchina battipalo strutture di supporto pannella, montaggio e cablaggi, connessioni elettriche lato impianto (moduli, quadri inverter) e lato rete di distribuzione.

7°fase – Collaudi elettrici

8°fase – Opere di ripristino e mitigazione ambientale: il trasporto a rifiuto degli inerti utilizzati per la realizzazione degli scavi e delle fondazioni.

Contestualmente sarà realizzata la stazione elettrica di utenza per la raccolta dell'energia elettrica prodotta dal campo fotovoltaico e per l'immissione della stessa nella cabina di trasformazione. La distanza che intercorre dalla cabina di consegna alla linea elettrica esistente, sarà interrata. A lavori ultimati si procederà al ripristino delle condizioni preesistenti in corrispondenza dell'area lavoro. Per tali aree è previsto:

- il trasporto a rifiuto degli inerti utilizzati per la sistemazione del fondo;
- la posa di terreno vegetale allo scopo di favorire l'inerbimento.

Al termine dei lavori per la realizzazione del generatore fotovoltaico, saranno effettuati tutti i collaudi previsti dalle normative in vigore.

Successivamente l'impianto sarà pronto per entrare in funzione.

6.3.Cronoprogramma

ATTIVITÀ	SETTIMANE																					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Allestimento cantiere, picchettamento e sondaggi	■	■	■																			
Posa in opere recinzione e realizzazione varchi di Accesso			■	■	■	■																
Realizzazione di viabilità interna al lotto, scavi per cavidotti e basamenti cabine.						■	■	■														
Trasporto strutture di sostegno moduli e montaggio a mezzo macchina battipalo						■	■	■	■	■	■											
Posa in opera cavidotti MT, cablaggio impianti illuminazione e antifurto.							■	■	■	■	■	■	■									
Trasporto e installazione moduli fotovoltaici							■	■	■	■	■	■	■	■	■	■						
Trasporto e installazione inverter, cabine trasformazione e quadri elettrici.									■	■	■	■	■	■	■	■	■					
Cablaggio stringhe, collegamenti a sottocampi, collegamenti a inverter, cabine MT e quadri di Controllo															■	■	■	■	■			
Allaccio alla RTN																				■	■	
Test, collaudi e messa in esercizio																■	■			■	■	■

7. FASE DI DISMISSIONE

Al termine della vita utile dell'impianto, si procederà allo smantellamento dell'impianto o, alternativamente, al suo potenziamento/adequamento alle nuove tecnologie che presumibilmente verranno sviluppate nel settore fotovoltaico.

Considerando l'ipotesi della dismissione dell'impianto, al termine dell'esercizio ci sarà una fase di dismissione e demolizione, che restituirà le aree al loro stato originario, preesistente al progetto, come previsto anche nel comma 4 dell'art.12 del D. Lgs. 387/2003.

Il presente documento ha lo scopo di fornire una descrizione del piano di dismissione alla cessione dell'attività dell'impianto fotovoltaico, nonché di effettuare una preliminare identificazione dei rifiuti che si generano durante tali operazioni.

Si procederà quindi alla rimozione del generatore fotovoltaico in tutte le sue componenti, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore per lo smaltimento ovvero per il recupero.

In conseguenza di quanto detto tutti i componenti dell'impianto e gli associati lavori di realizzazione, sono stati previsti per il raggiungimento di tali obiettivi. Per il finanziamento dei costi delle opere di smantellamento e ripristino dei terreni verranno posti in bilancio congrui importi dedicati a tale scopo.

Conseguentemente alla dismissione, vengono inoltre individuate le modalità operative di ripristino dei luoghi allo stato ante operam.

7.1.Piano di dismissione

L'impianto fotovoltaico sarà smantellato seguendo una tempistica dettata dalla tipologia del materiale da rimuovere e, precisamente, dal fatto se detti materiali potranno essere riutilizzati (recinzioni, cancelli, cavi elettrici, infissi ecc.) o portati a smistamento e/o recupero (pannelli fotovoltaici, opere fondali in cls, ecc.).

In prima fase si procederà alla eliminazione di tutte le parti (apparecchiature, macchinari, cavidotti, ecc.) riutilizzabili, con loro allontanamento e collocamento in magazzino; poi si procederà alla demolizione delle altre parti non riutilizzabili.

Queste operazioni avverranno tramite operai specializzati, dove preventivamente si sarà provveduto al distacco di tutto l'impianto dalla rete di distribuzione. Tutte le lavorazioni saranno sviluppate nel rispetto delle normative al momento vigenti in materia di sicurezza dei lavoratori.

La dismissione seguirà le prescrizioni normative in vigore al momento. Le fasi del piano di dismissione sono riassumibili in:

- 1) Sezionamento impianto lato DC e lato CA (Dispositivo di generatore);
- 2) Sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);

- 3) Scollegamento serie moduli fotovoltaici connettori tipo multicontact;
- 4) Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
- 5) Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno; Impacchettamento moduli mediante contenitori di sostegno;
- 6) Smontaggio sistema di Illuminazione; Smontaggio sistema di videosorveglianza;
- 7) Rimozione cavi dai canali interrati; Rimozione pozzetti di ispezione;
- 8) Rimozione parti elettriche dei prefabbricati per alloggiamento inverter;
- 9) Smontaggio struttura metallica;
- 10) Rimozione del fissaggio al suolo (sistema a infissione) ;
- 11) Rimozione parti elettriche delle cabine di trasformazione;
- 12) Rimozione manufatti prefabbricati;
- 13) Rimozione recinzione;
- 14) Consegna materiale a ditte specializzate allo smaltimento e/o riciclo.

I materiali ottenuti dallo smantellamento vengono catalogati tramite i codice C.E.R. (o Catalogo Europeo dei Rifiuti). I codici sono delle sequenze numeriche composte da cifre riunite in coppie, volte ad identificare un rifiuto, di norma, in base al processo produttivo da cui è originato. I codici, in tutto 839, divisi in "pericolosi" e "non pericolosi" sono inseriti all'interno dell'"Elenco dei rifiuti" istituito dall'Unione Europea con la Decisione 2000/532/CE.

L'elenco dei rifiuti riportato nella decisione 200/532/CE è stato trasportato in Italia con 2 provvedimenti di riordino della normativa sui rifiuti:

- Il D. Lgs. 152/2006 allegato D, parte IV;
- Il D.M. del 2 maggio 2006 emanato in attuazione del D. Lgs. 152/2006

I materiali presenti nell'area dell'impianto che dovranno essere smaltiti sono principalmente i seguenti:

	Codice C.E.R.	Descrizione
1	17 04 05	Parti strutturali in acciaio di sostegno dei pannelli
2	16 02 14	Pannelli fotovoltaici
3	17 04 05	Recinzione in metallo plastificato, paletti di sostegno in acciaio, cancelli pedonali e carrabili
4	17 09 04	Opere fondali in cls
5	17 09 04	Calcestruzzo prefabbricato dei locali cabine elettriche
6	17 04 11	Linee elettriche di collegamento dei vari pannelli
7	16 02 16	Macchinari ed attrezzature elettromeccaniche
8	17 04 05	Infissi delle cabine elettriche
9	17 09 04	Materiale inerte per la formazione del cassonetto

Tali materiali derivano da i seguenti elementi:

- Pannelli fotovoltaici:
 - Cornice in alluminio
 - Vetro

- Cella al silicio
- Piccole quantità di polimero
- Cavi in rame
- Apparatı elettronici ed elettrici
- Inverter
- PC e apparati
- Quadri elettrici
- Cavi elettrici
- Cavidotti
- Strutture edili
- Cabina di campo
- Cabina di consegna
- Struttura portante
- Recinzione

7.1.1. Pannelli fotovoltaici

I pannelli fotovoltaici vengono, nella prassi consolidata dei produttori di moduli, classificati come rifiuti speciale "non pericoloso" (Codice C.E.R. 16 02 14 Rifiuti provenienti da apparecchiature elettriche ed elettroniche; Apparecchiature fuori uso).

Al termine del ciclo di vita utile del prodotto, questo non deve essere smaltito fra i rifiuti domestici generici ma va consegnato ad idonea piattaforma predisposta dal costruttore di moduli FV che effettuerà le operazioni di recupero. Del modulo fotovoltaico possono essere recuperati elementi per almeno il 95% del suo peso. Infatti circa il 90-95% del peso del modulo è composto da materiali che possono essere riciclati attraverso operazioni di separazione e lavaggio.

Le principali operazioni previste per la demolizione e successivo recupero sono:

- Recupero cornice in alluminio;
- Recupero vetro;
- Recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer;
- Recupero cavi in rame;
- Invio a discarica del polimero di rivestimento della cella.

7.1.2. Apparatı elettronici ed elettrici

L'impianto elettrico e le apparecchiature elettriche (Codice C.E.R. 17 04 01 RAME- 17.00.00 operazioni di demolizione) sono costituite da linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione MT/BT.

Il materiale di risulta sarà conferito agli impianti deputati dalle normative di settore. Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche saranno inviate alle aziende specializzate per il loro recupero e riciclaggio. Le guaine saranno riciclate e verranno recuperate in mescole di gomme e plastiche.

I cavidotti ed i pozzetti elettrici saranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi di nuovamente riempito con il materiale di risulta. I manufatti estratti verranno trattati come rifiuti ed inviati in discarica in accordo con le vigenti normative di settore. Le colonnine prefabbricate di

distribuzione elettrica saranno smantellate ed inviate anch'esse ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

L'inverter (Codice C.E.R. 16 02 14 Rifiuti provenienti da apparecchiature elettriche ed elettroniche; Apparecchiature fuori uso) è classificato come rifiuto speciale non pericoloso, costituisce il secondo elemento di un impianto fotovoltaico che in fase di smaltimento dovrà essere debitamente curato. Tutti i cavi in rame potranno essere recuperati, così come tutto il metallo delle strutture di sostegno.

7.1.3. Strutture edili

Le strutture di sostegno (Codice C.E.R. 17 04 02 Alluminio – C.E.R. 17 04 04 ferro e acciaio) saranno rimosse tramite smontaggio meccanico per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno dei pali di fondazione infissi.

I materiali ferrosi ricavati verranno inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio istituiti a norma di legge.

Per quanto riguarda il ripristino del terreno non si dovrà eseguire nessuna operazione in quanto non si utilizzano elementi in calcestruzzo gettato in opera.

I locali prefabbricati e le cabine (Codice C.E.R. 17 01 01 Cemento) saranno demolite e il materiale di risulta sarà inviato presso i centri di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi). Le platee di fondazione, previste in calcestruzzo, saranno anch'essi demoliti tramite frantumazione, con asportazione e conferimento a ditte specializzate per il recupero inerti.

La recinzione (Codice C.E.R. 17 04 02 Alluminio – C.E.R. 17 04 04 ferro e acciaio) è sostituita da paletti per il sostegno e i cancelli di accesso. Gli elementi saranno rimossi tramite smontaggio ed inviata a centri di recupero per il riciclaggio delle componenti metalliche.

7.1.4. Dettagli riguardanti il ripristino dello stato dei luoghi ed i relativi costi

Alla fine delle operazioni di smantellamento, il sito verrà lasciato allo stato naturale e sarà spontaneamente rinverdito in poco tempo.

Date le caratteristiche del progetto, non resterà sul sito alcun tipo di struttura al termine della dismissione, né in superficie né nel sottosuolo.

La morfologia dei luoghi sarà alterata in fase di dismissione solo localmente, e principalmente in corrispondenza delle cabine di campo e di consegna. Infatti, mentre lo sfilamento dei pali di supporto dei pannelli avviene agevolmente grazie anche al loro esiguo diametro e peso, la rimozione del basamento in cls delle cabine sia di campo che di consegna comporta uno scavo e quindi una modifica locale alla morfologia, circoscritta ad un intorno ravvicinato del perimetro cabina. Una volta livellate le parti di terreno interessate dallo smantellamento, si procederà ad aerare il terreno rivoltando le zolle del soprassuolo con mezzi meccanici. Tale procedura garantisce una buona aerazione del soprassuolo, e fornisce una aumentata superficie specifica per l'insediamento dei semi.

Sul terreno rivoltato sarà sparsa una miscela di sementi atte a favorire e potenziare la creazione del prato polifita spontaneo originario. In tal modo, il rinverdimento spontaneo delle aree viene potenziato e ottimizzato. Le parti d'impianto già mantenute inerbite (viabilità interna, spazi tra le stringhe) nell'esercizio dell'impianto verranno lasciate allo stato attuale. Il loro assetto già vegetato fungerà da raccordo e collegamento per il rinverdimento uniforme della superficie del campo dopo la dismissione.

Relazione Generale

Le caratteristiche del progetto già garantiscono il mantenimento della morfologia originaria dei luoghi, a meno di aggiustamenti puntuali. Pertanto, dopo le operazioni di ripristino descritte, si prevede che il sito tornerà completamente allo stato ante operam nel giro di una stagione, ritrovando le stesse capacità e potenzialità di utilizzo e di coltura che aveva prima dell'installazione dell'impianto.

Di seguito si esegue l'analisi dei costi di dismissione dell'impianto e ripristino dei luoghi dell'impianto in oggetto:

Attività	Descrizione	Costo
Smontaggio e smaltimento pannelli fotovoltaici comprensivi di struttura d'installazione	Smontaggio 3 €/pannello	€ 56616,00
	Smaltimento Pannelli fotovoltaici (peso di ciascun modulo pari a 18 kg, a detrarre i ricavi da vendita di alluminio, materiali ferrosi e rame).	€ 124550,00
Smontaggio e smaltimento parti elettriche	Smontaggio: operai a 30 €/h, 100 h autocarro con operatore 80 €/h, scavatore con operatore 120 €/h, sottratti i ricavi da vendita di materiali ferrosi e rame.	€ 72070,00
Demolizione e smaltimento cabine e basamento in cls	Demolizione scavatore con operatore 120 €/h, trasporto 2 ore/cabina 100€/h	€ 17680,00
Smontaggio e smaltimento recinzione, impianto videosorveglianza, impianto di illuminazione.	Smontaggio: 25 h autocarro con operatore 80 €/h, 12 h scavatore con operatore 120 €/h, smaltimento di 12 t cls 30 €/t, smaltimento parti ferrose 0 €/t.	€ 45800,00
Smantellamento viabilità interno al campo fotovoltaico	Smantellamento: 4 h autocarro con operatore 80 €/h, 10 h scavatore con operatore 120 €/h Smaltimento: presso centro di recupero autorizzato di 40 t di stabilizzato 15 €/t.	€ 38020,00
Aratura e erpicatura	1.92 ettari, aratura costo 305 €/ha, erpicatura costo 70 €/ha	€ 5000,00
	TOTALE	€ 359736,00

COMPUTO METRICO ESTIMATIVO		
DESCRIZIONE		IMPORTO
Totale lavori		€ 359.736,00
Oneri della Sicurezza		€ 8.000,00
Iva 10% sui lavori		€ 35.973,60
Spese Tecniche		€ 2.000,00
Iva 22%		€ 440,00
Imprevisti		€ 5.000,00
COSTO COMPLESSIVO DISMISSIONE		€ 411.149,60

8. DESCRIZIONE DEL COLLEGAMENTO DELL'IMPIANTO

Per le suddette informazioni si rimanda al Piano Tecnico allegato alla seguente relazione.

9. DISPONIBILITÀ AREE

Il proprietario ha firmato con la società Opale New Energy srl, promotrice del progetto, un preliminare di diritti reali di superficie che determina la disponibilità del terreno interessata dal progetto.