



REGIONE
PUGLIA



PROVINCIA DI
LECCE



COMUNE DI
ARNESANO



COMUNE DI
CARMIANO



COMUNE DI
COPERTINO



COMUNE DI
LECCE



COMUNE DI
LEVERANO



COMUNE DI
MONTERONI
DI LECCE



COMUNE DI
NOVOLI

Progetto di un impianto agrivoltaico avanzato per la produzione di energia rinnovabile solare, da ubicarsi in agro dei comuni di Arnesano (LE), Carmiano (LE), Copertino (LE) e Novoli (LE) unitamente alle relative opere di connessione alla RTN ricadenti anche nei comuni di Lecce (LE), Leverano (LE) e Monteroni di Lecce (LE)

Potenza nominale lato c.c. 50.963,64 kWp - Potenza nominale lato c.a. 44.480 kVA

Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 e ss.mm.ii.

PROGETTO DI FATTIBILITÀ TECNICO-ECONOMICA

(ai sensi dell'art. 41 del D.Lgs. 36/2023)

Codice AU: I7SPTR4

RELAZIONE DESCRITTIVA GENERALE DELLE OPERE DI PROGETTO

DENOMINAZIONE ELABORATO

I7SPTR4_RelazioneDescrittiva

FORMATO

A4

SCALA

n.a.

PROGETTAZIONE:

PROSVETA s.r.l.

SOCIETÀ DI INGEGNERIA
Viale Svezia, 7
73100 - Lecce (LE) Z.I.
P.IVA 04250160753
Direttore Tecnico
Ing. Francesco ROLLO



COMMITTENTE:

SY04 S.r.l.

Via Duca degli Abruzzi, 58
73100 - Lecce (LE)
P.IVA 05239340754
Legale Rappresentante
Franco RICCIATO

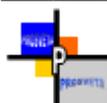
REV. N.	DATA	MOTIVO
00	agosto 2024	Prima emissione

SOMMARIO

1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	4
1.1. Finalità e inquadramento generale dell'intervento.....	4
1.2. Descrizione generale dell'opera.....	6
1.3. Attenzione per l'ambiente	8
1.4. Principali scelte progettuali	9
2. CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO	11
2.1. Principali norme comunitarie	11
2.2. Principali norme nazionali.....	11
2.3. Legislazione Regionale e Normativa Tecnica, principali riferimenti.....	12
3. PROFILO LOCALIZZATIVO DELL'AREA DI PROGETTO	14
3.1. Inquadramento generale dell'intervento.....	14
3.1. Inquadramento catastale e disponibilità delle aree	18
3.2. Inquadramento su strumento urbanistico comunale.....	18
4. PROFILO PRESTAZIONALE DEL PROGETTO	28
4.1. Principali caratteristiche dell'area di progetto.....	28
4.2. Rapporto progetto con il PPTR.....	28
4.2.1. Struttura idro-geo-morfologica	28
4.2.2. Struttura ecosistemica e ambientale	29
4.2.3. Struttura antropica e storico-culturale	30
4.3. Rapporto progetto con il R.R n.24/2010.....	33
4.4. Rapporto con Rete Natura 2000 (SIC, ZPS, ABI, Aree protette).....	34
4.5. Caratteri morfologici e geologici.....	35
4.6. Caratteri idrogeologici.....	35
4.7. Aspetti geotecnici e criteri di progettazione strutturale	36
5. AREA DI IMPIANTO.....	37
5.1. Criterio generale di progetto	37
5.2. Caratteristiche generali.....	37
5.3. Architettura elettrica dell'impianto	38
6. OPERE DI RETE PER LA CONNESSIONE	41
6.1. Opere di connessione da STMG n. 334784318 di AgriFV_05.....	42
6.2. Opere di connessione da STMG n. 334648285 di AgriFV_12.....	43
6.3. Opere di connessione da STMG n. 334784741 di AgriFV_13.....	44
6.4. Specifica Cabine di Sezionamento (CdS)	46
6.5. Cabina Primaria (CP Arnesano) e SE RTN 150 kV.....	46
7. INDIVIDUAZIONE INTERFERENZE	48

7.1.	Reti esterne esistenti: interferenze ed interazioni.....	48
7.2.	Analisi aree impianto di connessione.....	49
7.3.	Analisi aree impianto di produzione	49
8.	GENERATORE FV – PRINCIPALI COMPONENTI	50
8.1.	Moduli fotovoltaici	50
8.2.	Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici	50
8.3.	Lay-out di impianto	52
8.4.	Dispositivi di conversione e trasformazione	52
8.4.1.	Gruppi conversione/trasformazione (Shelter).....	52
8.4.2.	Gruppi di conversione (inverter di campo).....	53
8.4.3.	Gruppo di trasformazione (trasformatore BT/MT).....	53
8.5.	Locali tecnici.....	54
8.5.1.	Cabine di Trasformazione (CdT) e Cabine di Raccolta (CdR)	54
8.5.2.	Cabine Utente (CU)	56
8.5.3.	Cabine di Consegna (CdC).....	56
8.5.4.	Altri locali tecnici	57
8.6.	Trincee e cavidotti	57
8.7.	Strade e piste di cantiere	57
8.8.	Recinzione e cancello di ingresso.....	59
8.9.	Fascia tampone e di mitigazione visiva.....	60
8.10.	Sistema di videosorveglianza e di illuminazione	61
8.10.1.	Video sorveglianza	61
8.10.2.	Illuminazione.....	61
8.11.	Regimazione idraulica	62
9.	CRONOPROGRAMMA DELLE OPERE.....	63
9.1.	Progettazione esecutiva	63
9.1.1.	Scelta moduli fotovoltaici	64
9.1.2.	Calcoli strutture.....	64
9.2.	Cronoprogramma esecutivo e costruzione dell'impianto	64
9.3.	Ripristini alla chiusura del cantiere	64
10.	ACCORGIMENTI SPECIFICI	65
10.1.	Deposito rifiuti.....	65
10.1.1.	Fase di realizzazione	65
10.1.2.	Fase di esercizio.....	65
10.2.	Strutture prefabbricate rimovibili	65
10.3.	Inquinamento della falda.....	66

10.4.	Misure di mitigazione, compensazione e strategia ecologica	67
10.5.	Ripristino dello stato dei luoghi	68
11.	PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO E RIPRISTINO DEI LUOGHI	70
12.	COSTI E BENEFICI	70
12.1.	Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE	70
12.2.	Costi Esterni	72
12.3.	Benefici globali	74
12.4.	Benefici locali	78
13.	ELENCO NULLA OSTA, PARERI, AUTORIZZAZIONI DA ACQUISIRE	81



1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

1.1. Finalità e inquadramento generale dell'intervento

Scopo del progetto è la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (solare), denominato “05_12_13_Arnesano”, di **potenza nominale lato c.c. pari a 50.963,64 kWp e di potenza nominale lato c.a. pari a 44.480 kVA** (corrispondente alla potenza massima immessa in rete), unitamente alle opere necessarie alla connessione degli impianti alla Rete di Trasmissione Nazionale.

Il progetto “05_12_13_Arnesano” nella sua totalità è costituito da:

- **un impianto agrivoltaico avanzato** (di seguito denominato **AgriFV_05**) di potenza nominale lato c.c. pari a 17.359,68 kWp di potenza nominale lato c.a. pari a 14.830 kVA, ricadente nel territorio comunale di Carmiano (LE) e di Novoli (LE) – STMG 334784318;
- **un impianto agrivoltaico avanzato** (di seguito denominato **AgriFV_12**) di potenza nominale lato c.c. pari a 21.679,32 kWp di potenza nominale lato c.a. pari a 19.750 kVA, ricadente nel territorio comunale di Arnesano (LE) e di Copertino (LE) – STMG 334648285;
- **un impianto agrivoltaico avanzato** (di seguito denominato **AgriFV_13**) di potenza nominale lato c.c. pari a 11.924,64 kWp di potenza nominale lato c.a. pari a 9.900 kVA, ricadente nel territorio comunale di Carmiano (LE) – STMG 334784741;
- **due linee MT interrate a 20 kV** che convogliano l'energia prodotta dall'impianto AgriFV_05 alla **CP Arnesano 150/20 kV** ubicata in Arnesano (LE);
- **due linee MT interrate a 20 kV** che convogliano l'energia prodotta dall'impianto AgriFV_12 alla **CP Arnesano 150/20 kV** ubicata in Arnesano (LE);
- **una linea MT interrata a 20 kV** che convoglia l'energia prodotta dall'impianto AgriFV_13 alla **CP Arnesano 150/20 kV** ubicata in Arnesano (LE);
- **una linea MT interrata a 20 kV** per realizzare la richiusura tra la Cabina di Consegna dell'impianto AgriFV_13 e la linea MT CARMIANO DW30-36392 nella tratta dei nodi DW30-3-199528 e DW30-3-260425;
- **due Cabine di Sezionamento (CdS)** ubicate lungo le linee elettriche MT interrate provenienti rispettivamente dall'impianto AgriFV_12 e AgriFV_13;
- una nuova Cabina Primaria “**CP Arnesano 150/20 kV**”, ubicata in Arnesano (LE), che verrà collegata in doppia antenna su una nuova Stazione Elettrica (**SE RTN 150 kV**);
- una nuova **SE RTN 150 kV** da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “CP Copertino – CP Lecce”, previo potenziamento / rifacimento della direttrice RTN a 150 kV “CP Lecce – CP Copertino – CP Galatone” nel tratto compreso tra la nuova SE RTN 150 kV e la SE RTN di Galatina;

- la **linea AT interrata a 150 kV** costituita da due terne di cavi per realizzare i raccordi di inserimento in entra-esce tra la SE RTN 150 kV e la linea RTN 150 kV “CP Copertino – CP Lecce” esistente.

Il progetto previsto pertanto ricade interamente nella Regione Puglia, coinvolgendo la provincia di Lecce, rispettivamente nei loro territori comunali di Novoli (LE), Carmiano (LE), Arnesano (LE), Copertino (LE), Lecce (LE), Monteroni di Lecce (LE) e Leverano (LE).

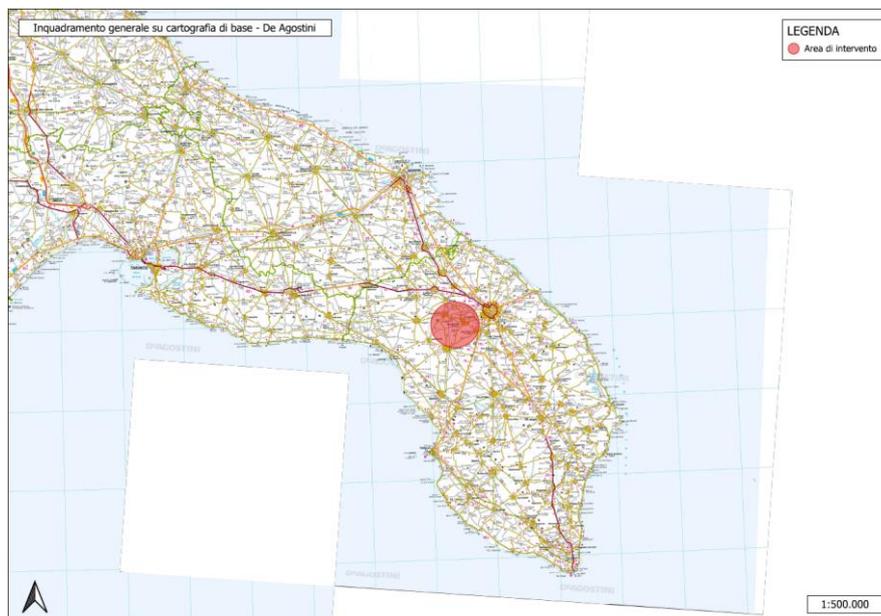


Figura 1 Inquadramento geografico su carta De Agostini

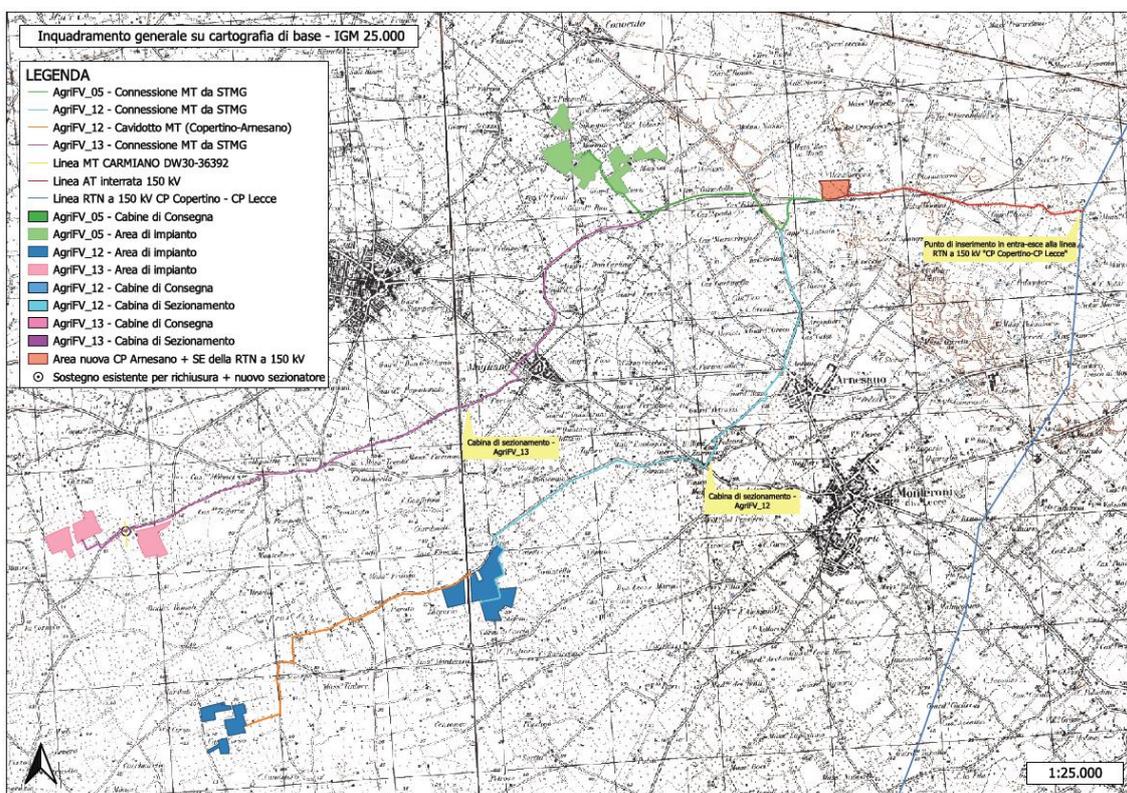


Figura 2 Inquadramento generale delle opere su IGM

1.2. Descrizione generale dell'opera

I principali componenti dell'impianto sono:

- il **generatore fotovoltaico** ovvero i **moduli fotovoltaici** che saranno installati su strutture di sostegno in acciaio zincato a caldo, in grado di far ruotare i pannelli lungo un singolo asse (**inseguitori solari**) con relativi motori elettrici, ancorate al suolo tramite pali in acciaio direttamente infissi nel terreno senza impiego di fondazioni in calcestruzzo;
- le **linee elettriche interrato di bassa tensione in c.c.** dai moduli, suddivisi da un punto di vista elettrico in stringhe, che dai quadri di parallelo afferiscono agli inverter di tipo misto, in parte di campo ed in parte centralizzati;
- gli **Inverter di Campo**, collocati in prossimità delle strutture di sostegno dei moduli, per la conversione DC/AC in Bassa Tensione;
- le **Cabine di Trasformazione (CdT)** con scomparti di risalita per l'ingresso e l'uscita dei cavi, in cui trovano spazio i trasformatori BT/MT per l'innalzamento di tensione a 20 kV dell'energia in arrivo dagli Inverter di Campo, gli scomparti per l'arrivo dell'energia a 20 kV dalle Cabine di Raccolta, e le relative apparecchiature elettriche di comando e protezione in MT;
- gli **MV Power Station (MVPS)**, ovvero *Shelter* prefabbricati di conversione/trasformazione, all'interno dei quali trovano spazio gli **inverter centralizzati e i trasformatori BT/MT** e relative apparecchiature elettriche di comando e protezione sia in BT sia in MT
- le **Cabine di Raccolta (CdR)**, con scomparti di risalita per l'ingresso e l'uscita dei cavi in arrivo dagli Shelter e dalle Cabine di Trasformazione;
- le **linee elettriche MT interrato** e relative apparecchiature di sezionamento all'interno delle aree in cui sono installati i moduli fotovoltaici, che collegano elettricamente tra loro le Cabine di Trasformazione e le Cabine di Raccolta;
- **n.9 Cabine Utente (CU)** in cui viene raccolta tutta l'energia prodotta dai generatori fotovoltaici e proveniente dalle CdR e CdT (*nello specifico n° 3 nell'impianto AgriFV_05, n° 4 nell'impianto AgriFV_12 e n° 2 nell'impianto AgriFV_13*);
- **n.9 Cabine di Consegna (CdC)**, con la medesima distribuzione delle Cabine Utente sopra descritte, da cui l'energia convogliata dalle rispettive **CU** viene convogliata verso la Cabina Primaria **CP Arnesano**;
- **due linee elettriche MT (interrate)** (elettocondotto di collegamento) per il trasporto dell'energia dalle **CdC** dell'impianto AgriFV_05 alla CP Arnesano, di lunghezze pari a **2.722 m e 2.589,54 m**;
- **due linee elettriche MT (interrate)** (elettocondotto di collegamento) per il trasporto dell'energia dalle **CdC** dell'impianto AgriFV_12 alla CP Arnesano, di lunghezze pari a

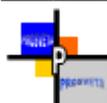
2.806,28 m e 3.113,85 m fino alla **Cabina di Sezionamento (CdS)**, **3.185,52 m e 3.183,22 m** dalla CdS fino alla CP Arnesano;

- **una linea elettrica MT (interrata)** (elettrodotto di collegamento) per il trasporto dell'energia dalla **CdC** dell'impianto AgriFV_13 alla CP Arnesano, di lunghezza pari a **3.925,19 m** fino alla **Cabina di Sezionamento (CdS)**, **4.838,54 m** dalla CdS fino alla CP Arnesano;
- **una linea elettrica MT (interrata)** (elettrodotto di collegamento) per realizzare la richiusura tra la CdC dell'impianto AgriFV_13 e la linea MT CARMIANO DW30-36392 nella tratta dei nodi DW30-3-199528 e DW30-3-260425;
- **due Cabine di Sezionamento (CdS)** ubicate lungo le linee elettriche MT interrate provenienti rispettivamente dall'impianto AgriFV_12 e AgriFV_13;
- una nuova Cabina Primaria **CP Arnesano** 150/20 kV, ubicata in Arnesano (LE), che verrà collegata in doppia antenna su una nuova Stazione Elettrica (**SE RTN 150 kV**);
- una nuova **SE RTN 150 kV** da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "CP Copertino – CP Lecce", previo potenziamento / rifacimento della direttrice RTN a 150 kV "CP Lecce – CP Copertino – CP Galatone" nel tratto compreso tra la nuova SE RTN 150 kV e la SE RTN di Galatina;
- la **linea AT interrata a 150 kV** costituita da due terne di cavi per realizzare i raccordi di inserimento in entra-esce tra la SE RTN 150 kV e la linea RTN 150 kV "CP Copertino – CP Lecce" esistente.

L'energia prodotta dai moduli fotovoltaici, raggruppati in stringhe (ovvero gruppi di 26 moduli collegati in serie tra loro), con tensione massima di stringa pari a circa 1.133,6 V, dopo aver subito la conversione da c.c. a c.a. a 600 V – 50 Hz trifase e l'innalzamento di Tensione BT/MT a 20 kV per mezzo degli appositi trasformatori (presenti sia negli MVPS sia nelle Cabine di Trasformazione), sarà convogliata, mediante linee interrate in MT a 20 kV, dapprima alle Cabine di Trasformazione e Cabine di Raccolta con scomparti di risalita delle linee, e successivamente alle Cabine Utente e da lì alle Cabine di Consegna dei rispettivi impianti.

Dalle CdC dei rispettivi impianti, a mezzo di n° 5 linee interrate MT a 20 kV ciascuna costituita da una terna di cavi da 185 mm² (come da indicazioni nelle rispettive STMG), l'energia sarà convogliata alla CP Arnesano, in cui avviene la trasformazione di tensione da 20 a 150 kV. Dalla CP Arnesano l'energia prodotta sarà convogliata alla nuova SE della RTN 150 kV, da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "CP Copertino – CP Lecce", previo potenziamento / rifacimento della direttrice RTN a 150 kV "CP Lecce – CP Copertino – CP Galatone" nel tratto compreso tra la nuova SE RTN 150 kV e la SE RTN di Galatina.

In ultimo si precisa che opere accessorie, e comunque necessarie per la realizzazione del progetto, sono le **strade interne all'impianto**, consistenti in una strada realizzata in terra battuta,



la recinzione che delimita e protegge le aree dell'impianto, una fascia naturalistica perimetrale, i cancelli di accesso.

1.3. Attenzione per l'ambiente

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. In relazione alle caratteristiche dell'impianto, al numero di moduli fotovoltaici (**65.338**), alla loro potenza unitaria (**780 Wp**) ed all'irraggiamento previsto nell'area di impianto sulla base dei dati ricavati da PVGIS, l'energia stimata come produzione del primo anno è pari a **81.338 GWh circa** ($50.963,64 \text{ kWp} \times 1.596 \text{ kWh/kWp} \approx 81.337,969 \text{ MWh/anno}$), mentre la perdita di efficienza annuale è stimata pari allo 0,55 %. Le considerazioni successive valgono per il **tempo di vita dell'impianto pari a 30 anni**.

L'energia solare è una risorsa non inquinante di cui si dispone in misura abbondante per far fronte alle esigenze di sviluppo economico, pur non potendo essere l'unica risposta al problema energetico mondiale.

Parlando di energie rinnovabili si usa evidenziare il risparmio che un impianto di produzione di energia elettrica rende possibile in termini di **mancata emissione di CO2 in atmosfera e di petrolio che non viene bruciato per produrre la medesima quantità di energia elettrica tramite i combustibili fossili**.

La quantità di CO2 risparmiata viene indicata in kg (come si fa per evidenziare le emissioni in ambito automobilistico), mentre per quanto riguarda il petrolio si usa indicare il risparmio in **TEP**, ovvero in **Tonnellate di Petrolio Equivalente**.

Per il calcolo del petrolio non consumato viene usato il **fattore di conversione energetico da MWh (elettrico) a TEP**. Un TEP (tonnellata di petrolio equivalente) è definito come la quantità di energia che si libera dalla combustione di una tonnellata di petrolio, ovvero **0,187 TEP per ogni MWh prodotto (Delibera EEN 3/08 art.2)**.

Per quanto riguarda la mancata emissione di CO2, bisogna considerare in che modo viene prodotta l'energia in Italia, ovvero il cosiddetto "mix energetico nazionale", il quale rappresenta le quote di produzione di energia per le varie tecnologie impiegate.

Per il nostro Paese il fattore di conversione è pari a 0,531 tonnellate di CO2 emesse per ogni MWh prodotto (Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare).

Quindi considerando che 1 kWh equivale a $0,187 \times 10^{-3}$ TEP ed ipotizzando una vita utile di circa 30 anni, l'impianto in progetto consentirebbe di ottenere i seguenti **risultati in termini di risparmio di emissioni di inquinanti**:

Potenza installata (kWp)	50.963,64
Produzione specifica attesa primo anno (kWh/kWp)	1.596
Produzione totale primo anno (kWh)	81.337.969
Riduzione lineare della produttività dell'impianto (%)	0,55
Produzione al 30-esimo anno (kWh)	67.551.184
Risparmio di combustibile in TEP	
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
Tonnellate di Petrolio Equivalente medie risparmiate in un anno [TEP]	<u>13.931</u>
TEP risparmiate in 30 anni [TEP]	<u>417.931</u>

Tabella 1 Risparmio di Combustibile impianto Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art.2

Inoltre, l'impianto in progetto consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	462,00	0,54	0,49	0,02
Emissioni risparmiate al primo anno [ton]	37578,14	43,92	39,86	1,95
Emissioni risparmiate dopo 30 anni [ton]	1.032.534,60	1.206,86	1.095,11	53,64

Tabella 2 Emissioni evitate in atmosfera Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2008

1.4. Principali scelte progettuali

I criteri seguiti per la scelta dell'area di intervento sono stati i seguenti:

- l'intera area interessata dall'intero progetto si presenta pressoché pianeggiante;
- le aree perimetrate per la realizzazione degli impianti di produzione hanno un perimetro pressoché regolare e quindi facilitano l'installazione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici;
- non presenta particolari criticità di accesso anche con mezzi pesanti utilizzati per il trasporto dei componenti di impianto (in particolare i cabinati pre-assemblati contenenti il gruppo conversione/trasformazione e le cabine elettriche prefabbricate).

L'utilizzo di inseguitori mono assiali (Tracker) permette:

- 1) di sfruttare al meglio la risorsa "terreno" con notevole potenza installata in rapporto alla superficie;
- 2) di sfruttare al meglio la risorsa "sole", poiché a parità di irraggiamento permette di avere una produzione di circa il 32% superiore rispetto agli stessi moduli fotovoltaici montati su strutture fisse;
- 3) di contenere l'altezza del sistema inseguitore-moduli, evitando strutture molto grandi tipiche degli inseguitori biassiali.

Inoltre, la scelta di inseguitori dotati di software di controllo con algoritmo di **back-tracking** ha permesso di ridurre l'interasse tra le file (**portato a 4,75 m**) fornendo una "corsia utile" tra le file con tracker in posizione orizzontale.

Il **back-tracking** permette, infatti, di muovere singolarmente ogni inseguitore, dando inclinazioni diverse a file contigue di moduli ed evitando così gli ombreggiamenti nelle ore in cui il sole è più basso (primo mattino e pomeriggio).

È prevista, infine, l'installazione di **moduli fotovoltaici di ultima generazione** con notevole potenza nominale unitaria (**780 Wp**) e con superficie di circa **2.620 x 1.303 mm** ed un'efficienza pari al **22,84 %**.

Tutti i componenti dell'impianto sono progettati per un periodo di vita utile di almeno 30 anni, durante i quali alcune parti o componenti potranno essere sostituite.

A fine vita utile si prevede lo smantellamento dell'impianto ed il ripristino delle condizioni preesistenti in tutta l'area.

Tutto l'impianto e i suoi componenti, incluse le strade di comunicazione all'interno del sito, saranno progettati e realizzati in conformità a leggi e normative vigenti.

2. CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

2.1. Principali norme comunitarie

I principali riferimenti normativi in ambito comunitario sono:

- **Direttiva 2001/77/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- **Direttiva 2006/32/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante l'abrogazione della Direttiva 93/76/CE del Consiglio.
- **Direttiva 2009/28/CEE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.
- **DIRETTIVA (UE) 2018/2001** del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, rifusione della direttiva 2009/28/CEE.

2.2. Principali norme nazionali

In ambito nazionale, i principali provvedimenti che riguardano la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili o che la incentivano sono:

- **D.P.R.12 aprile 1996.** Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge n. 146/1994, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale.
- **D.lgs. 112/98.** Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del Capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59.
- **D.lgs. 16marzo1999 n. 79.** Recepisce la direttiva 96/92/CE e riguarda la liberalizzazione del mercato elettrico nella sua intera filiera: produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, allo scopo di migliorarne l'efficienza.
- **D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387.** Recepisce la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Prevede fra l'altro misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- **D.lgs 152/2006 e s.m.i.** (D.lgs 104/207) TU ambientale
- **D.lgs. 115/2008** Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CE.

- **Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili** (direttiva 2009/28/CE) approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 11 giugno 2010.
- **SEN Novembre 2017.** Strategia Energetica Nazionale – documento per consultazione. Il documento è stato approvato con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e Ministro dell'Ambiente del 10 novembre 2017;
- Indirizzi operativi MinAmbiente 6 settembre 2019. Indirizzi operativi per l'applicazione dell'articolo 27 bis del Dlgs 152/2006 in materia di Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale (PAUR).

2.3. Legislazione Regionale e Normativa Tecnica, principali riferimenti

I principali riferimenti normativi seguiti nella redazione del progetto e della presente relazione sono:

- **L.R. n. 11 del 12 aprile 2001.**
- **Legge regionale n.31 del 21/10/2008**, norme in materia di produzione da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale;
- **PPTR – Puglia** Piano Paesaggistico Tematico Regionale - Regione Puglia
- **Deliberazione della Giunta Regionale n. 3029 del 30 dicembre 2010**, Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica;
- **Regolamento Regionale n. 24/2010** Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "*Linee Guida per l'Autorizzazione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile*", recante l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.
- **Legge Regionale 24 settembre 2012, n. 25-** Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e s.m.i (DD 162/204, RR24/2012);
- **Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29** - Modifiche urgenti, ai sensi dell'art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2012, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo del 10 settembre 2010 Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia."
- **Delibera di Giunta Regionale n. 2122 del 23/10/2012** con la quale la Regione Puglia ha fornito gli indirizzi sulla valutazione degli effetti cumulativi di impatto ambientale con

specifico riferimento a quelli prodotti da impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.

Determinazione 06.06.2014 n. 162 Regione Puglia. Indirizzi applicativi per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale. Regolamentazione degli aspetti tecnici e di dettaglio in attuazione alla D.G.R. 2122/2010.

Legge Regionale 16 luglio 2018, n. 38 - Modifiche e integrazioni alla legge regionale 24 settembre 2012, n. 25

Inoltre, gli impianti e le reti di trasmissione elettrica saranno realizzati in conformità alle normative CEI vigenti in materia, alle modalità di connessione alla rete previste da TERNA, con particolare riferimento alla Norma CEI 0-16, "**Regole tecniche di connessione per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica**".

Per quanto concerne gli aspetti d'inquadramento urbanistico del progetto, i principali riferimenti sono:

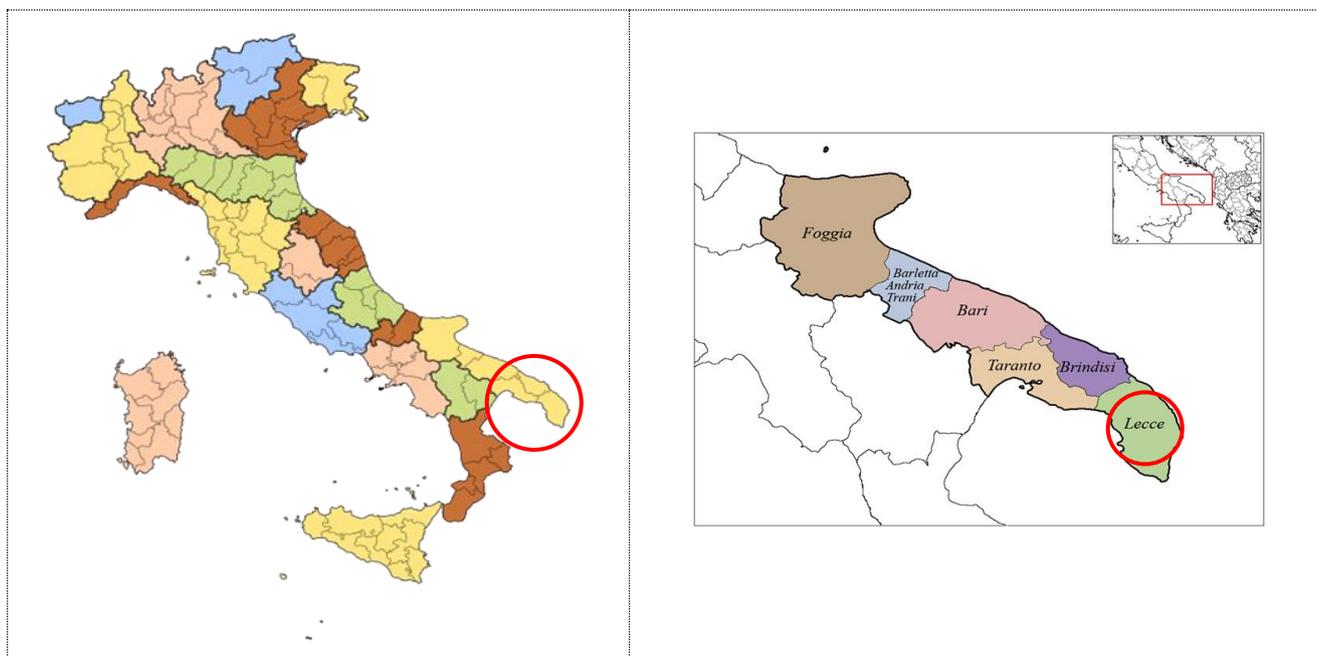
- il Piano Energetico Regionale (PER);
- il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR Regione Puglia);
- il PAI Piano di Assetto Idrogeologico dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia;
- il PGRA Piano Gestione Rischio Alluvioni;
- Aree Protette Regionali e Nazionali;
- il Piano Regionale della Viabilità;
- Carta Idrogeomorfologica della Regione Puglia redatta da AdB;
- PTCP Provincia di Lecce
- Gli strumenti urbanistici vigenti vigenti dei territori comunali interessati dalle opere.

3. PROFILO LOCALIZZATIVO DELL'AREA DI PROGETTO

3.1. Inquadramento generale dell'intervento

I lotti di terreno interessati dall'installazione degli impianti di produzione hanno un'estensione complessiva contrattualizzata nella disponibilità del proponente pari a circa 715.206 mq, di cui:

- 35.734 mq ricadenti nel comune di Carmiano e 215.393,29 mq ricadenti nel comune di Novoli che assieme costituiscono la sezione di agrivoltaico identificabile come "AgriFV_05";
- 88.439,05 mq ricadenti nel comune di Copertino e 208.770,67 mq ricadenti nel comune di Arnesano che assieme costituiscono la sezione di agrivoltaico identificabile come "AgriFV_12";
- 166.869,67 mq ricadenti nel comune di Carmiano e identificabili come "AgriFV_13".



COORDINATE GEOGRAFICHE (Centro delle aree)				
Campo	Comune	Latitudine	Longitudine	Altitudine
AgriFV_05 Sottocampo A	Novoli	40°21'31.59"N	18° 3'59.13"E	28 m s.l.m.
AgriFV_05 Sottocampo B	Novoli/Carmiano	40°21'19.58"N	18° 4'23.79"E	31 m s.l.m.
AgriFV_05 Sottocampo C	Novoli	40°21'19.21"N	18° 4'23.79"E	31 m s.l.m.
Cabina di Consegna 1	Carmiano	40°21'17.26"N	18° 4'12.85"E	32 m s.l.m.
Cabina di Consegna 2	Novoli	40°21'21.15"N	18° 4'6.58"E	32 m s.l.m.
Cabina di Consegna 3	Novoli	40°21'13.47"N	18° 4'15.49"E	32 m s.l.m.
AgriFV_12 Sottocampo A	Copertino	40°18'30.06"N	18° 1'40.74"E	39 m s.l.m.
AgriFV_12 Sottocampo B	Copertino	40°18'36.99"N	18° 1'46.28"E	38 m s.l.m.
AgriFV_12 Sottocampo C	Copertino	40°18'40.33"N	18° 1'36.15"E	37 m s.l.m.

AgriFV_12 Sottocampo D	Arnesano	40°19'12.44"N	18° 3'25.83"E	40 m s.l.m.
AgriFV_12 Sottocampo E	Arnesano	40°19'12.02"N	18° 3'11.22"E	36 m s.l.m.
Cabina di Consegna 1	Arnesano	40°19'15.30"N	18° 3'27.44"E	40 m s.l.m.
Cabina di Consegna 2	Arnesano	40°19'14.98"N	18° 3'27.54"E	40 m s.l.m.
Cabina di Consegna 3	Arnesano	40°19'9.78"N	18° 3'21.65"E	39 m s.l.m.
Cabina di Consegna 4	Arnesano	40°19'10.37"N	18° 3'21.53"E	39 m s.l.m.
AgriFV_13 Sottocampo A	Carmiano	40°19'25.69"N	18° 0'45.63"E	41 m s.l.m.
AgriFV_13 Sottocampo B	Carmiano	40°19'30.72"N	18° 1'15.45"E	41 m s.l.m.
Cabina di Consegna 1	Carmiano	40°19'32.21"N	18° 0'49.32"E	40 m s.l.m.
Cabina di Consegna 2	Carmiano	40°19'32.30"N	18° 0'49.57"E	40 m s.l.m.

Tabella 3 Coordinate geografiche del centro degli impianti di produzione

Unitamente all'impianto di produzione, il progetto prevede la realizzazione delle **opere di rete per la connessione** così come indicato nei tre preventivi di connessione distinti rilasciati da e-distribuzione:

- **AgriFV_05** con Codice di rintracciabilità **334784318** rilasciato in data 29/03/2023 da e-distribuzione;
- **AgriFV_12** con Codice di rintracciabilità **334648285** rilasciato in data 29/03/2023 da e-distribuzione;
- **AgriFV_13** con Codice di rintracciabilità **334784741** rilasciato in data 29/03/2023 da e-distribuzione.

Pur essendo tre preventivi differenti, questi prevedono delle opere di connessione comuni alle tre sezioni di impianto; nello specifico, le nuove cabine di consegna saranno collegate in antenna da cabina primaria AT/MT CP ARNESANO. Soluzione su Futura CP ARNESANO 150/20 kV – DW00-1-389798. Quest'ultima verrà collegata in doppia antenna su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "CP Copertino – CP Lecce", previo potenziamento/rifacimento della direttrice RTN a 150 kV "CP Lecce – CP Copertino - CP Galatone – Galatina" nel tratto compreso tra la nuova SE RTN 150 kV suddetta e la SE RTN di Galatina.

Pertanto, l'impianto di connessione, anche esso oggetto della presente autorizzazione, coinvolge nella sua totalità, la provincia di Lecce, rispettivamente nei territori comunali di Lecce (LE) Leverano (LE), Novoli (LE), Carmiano (LE), Arnesano (LE), Copertino (LE), Monteroni di Lecce (LE).

Si riporta di seguito, sotto forma tabellare la posizione geografica delle coordinate delle aree destinate allo smistamento, alla conversione/trasformazione e alla consegna dell'energia prodotta dagli impianti di produzione alla RTN

COORDINATE GEOGRAFICHE (Centro delle aree)				
Campo	Comune	Latitudine	Longitudine	Altitudine
Cabina di Sezionamento AgriFV_12	Monteroni	40°19'49.46"N	18° 4'51.12"E	33 m s.l.m.
Cabina di Sezionamento AgriFV_13	Carmiano	40°20'7.77"N	18° 3'19.22"E	37 m s.l.m.
Area nuova CP + SE	Arnesano	40°21'8.17"N	18° 5'42.63"E	27 m s.l.m.

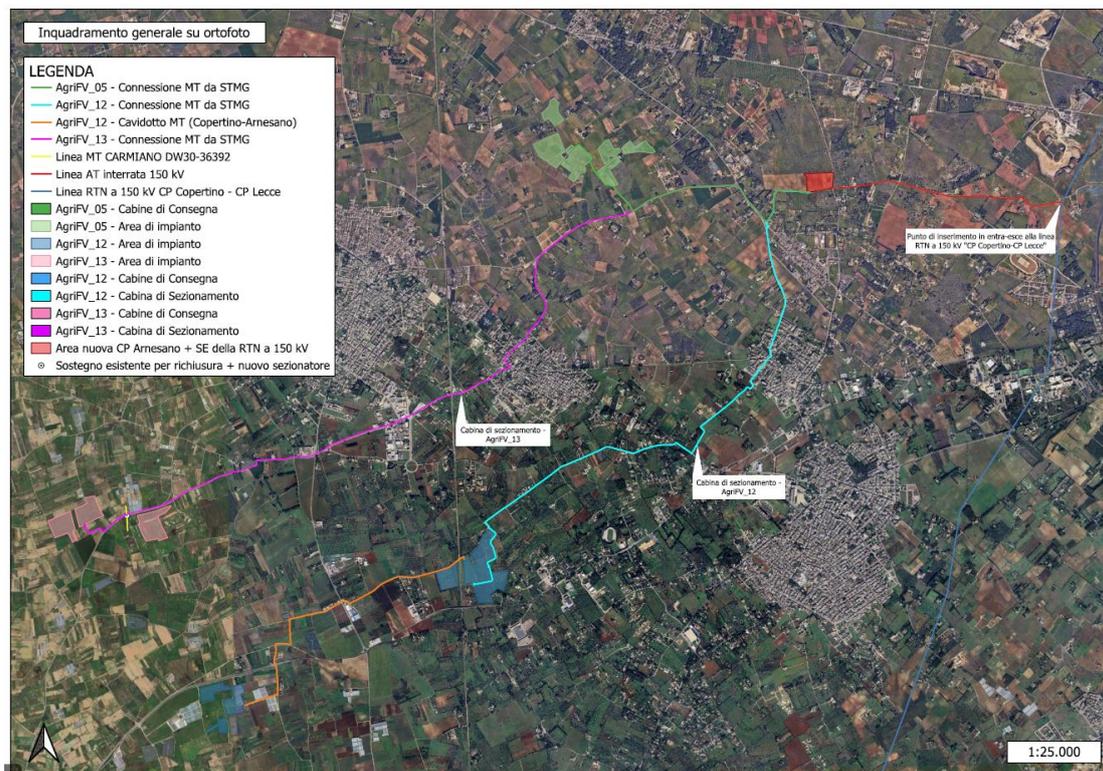


Figura 3 Inquadramento delle aree di progetto su ortofoto

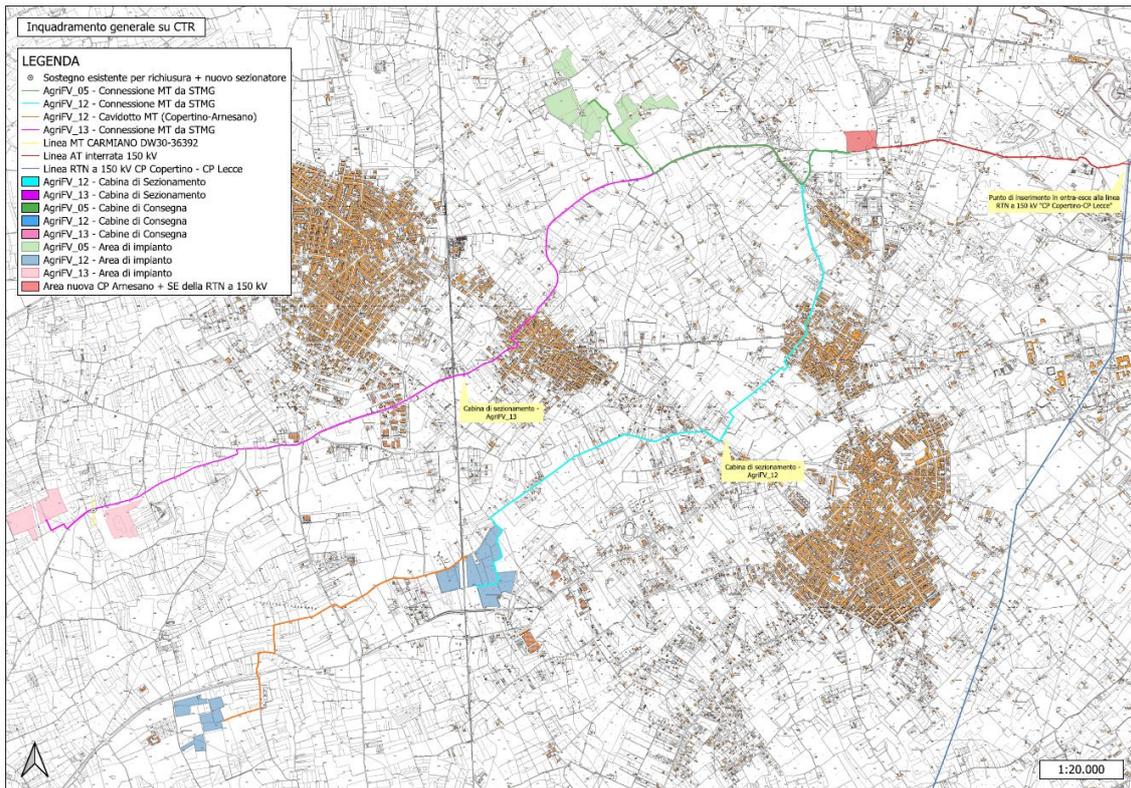


Figura 4 Inquadramento delle aree di progetto su CTR

3.1. Inquadramento catastale e disponibilità delle aree

L'impianto di produzione nella sua totalità interessa un'area complessiva contrattualizzata nella disponibilità del proponente di estensione catastale pari a circa 715.206 mq, di cui:

- La porzione interessata dalla **sezione AgriFV_05** è censita al:
 - al Fg. 13 P.IIe 2, 199, 213, 214, 215, 216, 217, 220, 222, 223 del NCT del Comune di Carmiano (LE);
 - al Fg. 23 P.IIe 67, 100, 174, 254, 255, 278 dell'NCT del Comune di Novoli (LE);
 - al Fg. 24 P.IIe 7, 8, 9, 3, 4, 55, 65, 82, 84, 131, 132, 133, 134, 135, 166, 167, 168, 181, 183 del Comune di Novoli (LE);
- La porzione interessata dalla **sezione AgriFV_12** è censita al:
 - al Fg. 12 P.IIa 41 del NCT del Comune di Arnesano (LE);
 - al Fg. 15 P.IIe 1, 2, 3, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 52, 54, 90, 109, 110, 116, 126, 158, 159, 187, 188, 204, 205, 264, 265, 373 del NCT del Comune di Arnesano (LE);
 - al Fg. 6 P.IIe 36, 58, 59, 60, 61, 161, 167, 202, 203, 240, 305, 309, 313, 314, 367, 377, 392, 393, 396, 402, 407, 412, 417, 422, 427, 437, 502 del NCT del Comune di Copertino (LE).
- La porzione interessata dalla **sezione AgriFV_13** è censita al:
 - al Fg. 26 P.IIe 201, 202, 204, 279, 282, 432, 634 del NCT del Comune di Carmiano (LE);
 - al Fg. 27 P.IIe 73, 117, 265 del NCT del Comune di Carmiano (LE).

Per quanto concerne le aree interessate dall'impianto di connessione, si rimanda agli specifici elaborati.

3.2. Inquadramento su strumento urbanistico comunale

Dall'analisi delle tavole di zonizzazione risulta che:

- l'area di progetto ricadenti nei territori comunali di Carmiano, hanno come destinazione urbanistica "**Zona agricola E/1**", normata all'art.15 delle N.T.A. del P.d.F con annesso R.E.C. vigente e approvato con D.R. n.2140 del 22.12.73, n.246 del 1.02.77 e n.10177 del 02.11.81;
- l'area di progetto ricadenti nei territori comunali di Novoli, hanno come destinazione urbanistica "**E1 – Verde Agricolo**", normata all'art.37 delle N.T.A. del P.d.F con annesso R.E.C. vigente e approvato con Decreto del Provvedimento Regionale alle Opere Pubbliche per la Puglia n.3565/11 del 15.06.1970 e successive varianti, approvate con D.P.G.R. n.2413 del 26.06.75, nonché con D.P.G.R n.410 del 20.03.78;

- l'area di progetto ricadenti nei territori comunali di Arnesano, ricadono in **“Contesto rurale a prevalente valore ambientale e paesaggistico”**, del PUG vigente e approvato con Deliberazioni del Commissario ad acta n.01 del 22.09.2020 e pubblicato su B.U.R.P in data 28.01.2021 al n.15. Per tale contesto la disciplina urbanistico-edilizia è subordinata al rispetto delle “Previsioni Strutturali” di cui all’art.4.11 delle N.T.A del PUG/P, delle “Previsioni Programmatiche” di cui all’art. 23.1 delle N.T.A del PUG/P;
- l'area di progetto ricadenti nei territori comunali di Copertino, hanno come destinazione urbanistica **“E1 – Zona agricola normale”**, normata all’art.16 delle N.T.A. del PRG vigente e approvato con Deliberazioni della Giunta Regionale. n.1690 del 28.11.2001 e relativi piani di attuazione.

Si precisa che la cartografia disponibile sul sito del Comune di Copertino, individua solo le aree relative alla “TAV.7” del Progetto di PRG con rappresentazione 1:5.000, non coprendo le aree di pertinenza del progetto. Pertanto si desume e si conferma a mezzo CDU, che la destinazione urbanistica è E1 – Zona agricola normale.

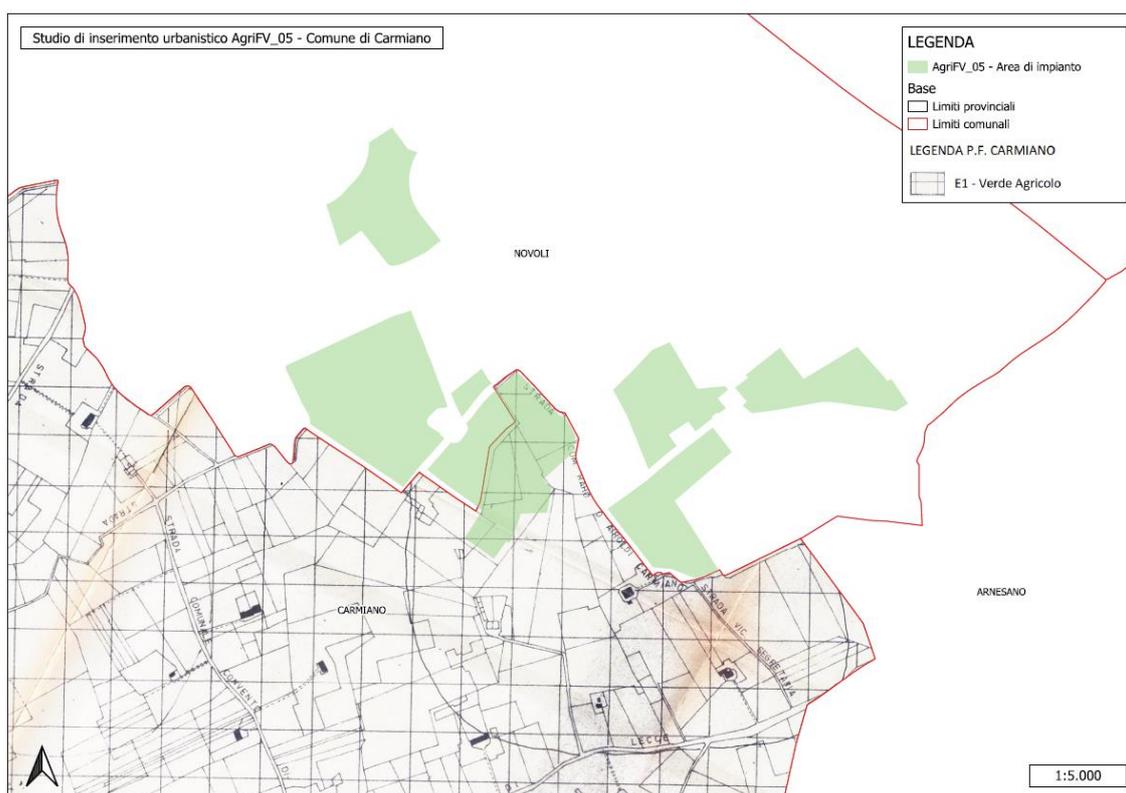


Figura 5 Studio di inserimento urbanistico AgriFV_05 - Comune di Carmiano

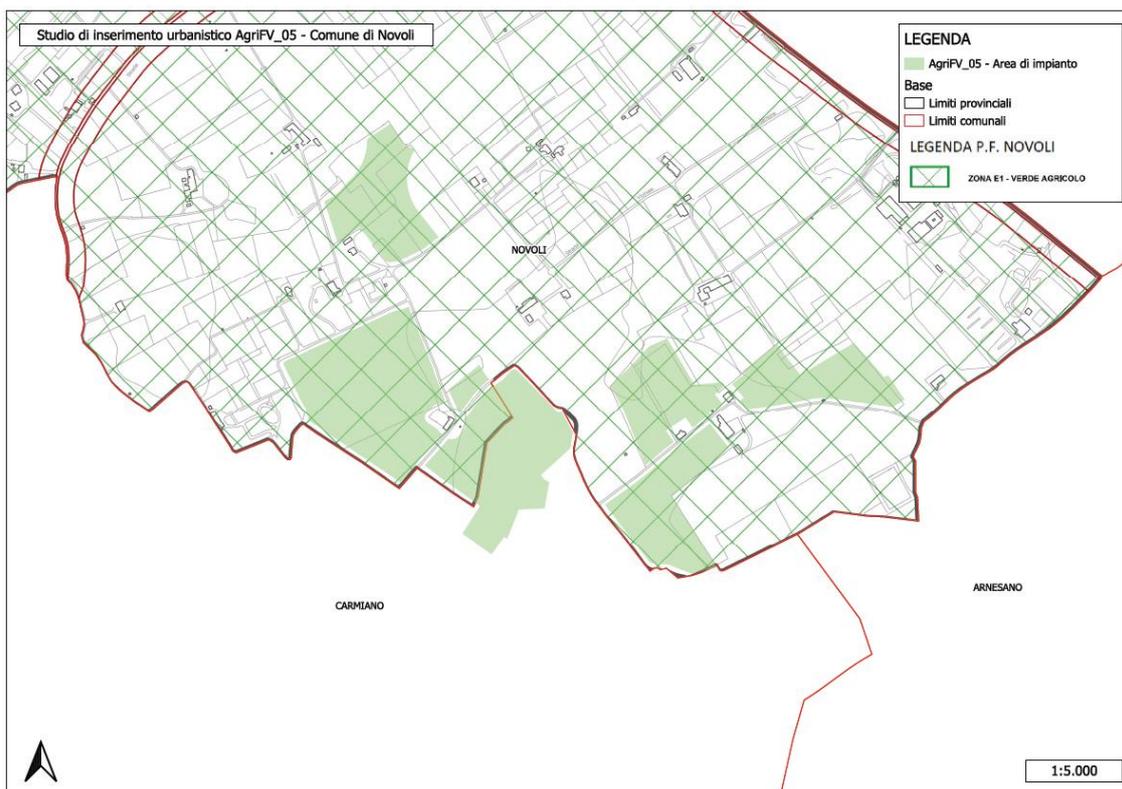


Figura 6 Studio di inserimento urbanistico AgriFV_05 - Comune di Novoli

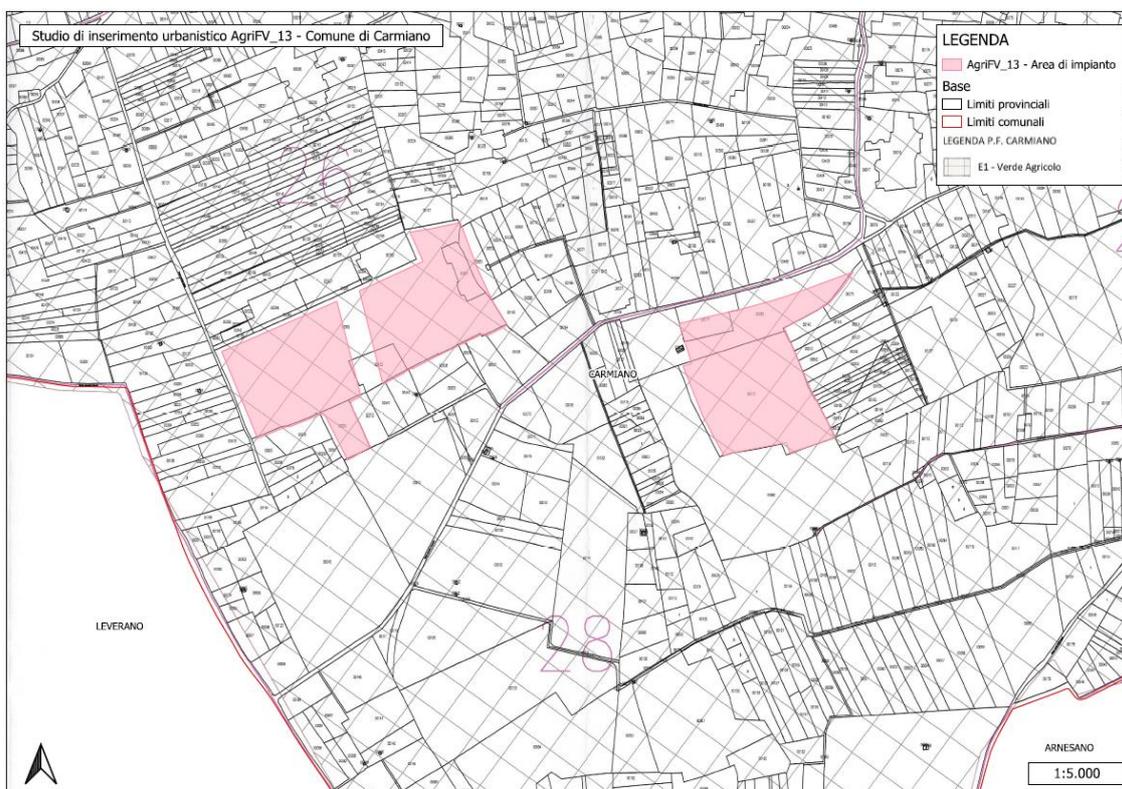


Figura 7 Studio di inserimento urbanistico AgriFV_13 - Comune di Carmiano

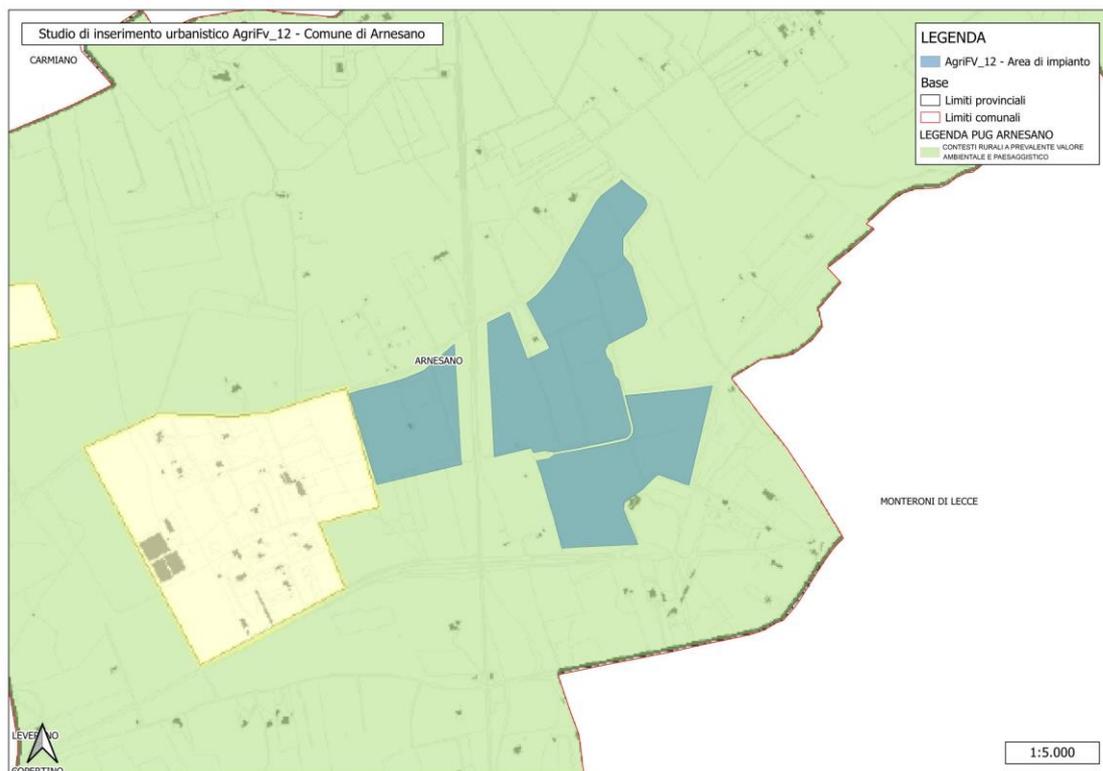


Figura 8 Studio di inserimento urbanistico AgriFV_12 - Comune di Arnesano



Figura 9 Studio di inserimento urbanistico AgriFV_12 - Comune di Copertino

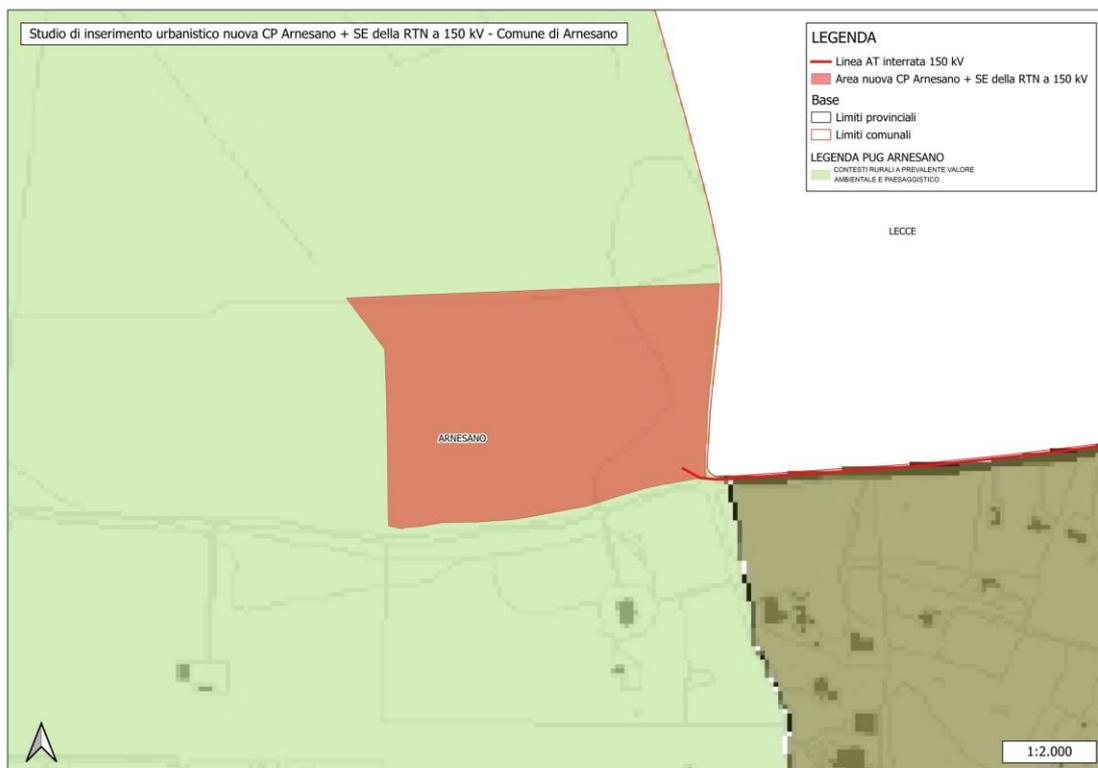


Figura 10 Studio di inserimento urbanistico CP Arnesano +SE RTNa 150 kV- Comune di Arnesano

Nelle pagine seguenti si riporta uno stralcio delle Norme Tecniche di Attuazione relative alle zone interessate dal presente progetto.

P.d.F. del comune di Carmiano

Art.15 – Zone agricole E1.

Tali zone sono destinate prevalentemente all'esercizio delle attività agricole e di quelle connesse con l'agricoltura.

In tali zone sono consentite:

- case di abitazione, costruzioni al servizio dell'agricoltura, fabbricati rurali quali stalle, porcili, silos, serbatoi idrici, ricoveri per macchine agricole, etc.
- costruzioni adibite alla conservazione e trasformazione di prodotti agricoli, annesse ad aziende agricole che lavorano prevalentemente prodotti propri ed all'esercizio di macchine agricole.
- allevamenti industriali;
- costruzioni per industrie estrattive e cave nonché per attività comunque direttamente connesse allo sfruttamento in loco di risorse del sottosuolo, sempre che tali costruzioni non alterino zone di particolare interesse panoramico.

In tali zone il P.d.F. si attua per intervento diretto, su una superficie minima di intervento $S_m = 5.000$ mq., applicando i seguenti indici e parametri:

- per le case di abitazione:
 - I_f = Indice di fabbricabilità fondiaria = 0,03 mc/mq
 - H = Altezza massima del fabbricato = ml. 8.
- per le altre costruzioni consentite:
 - I_f = Indice di fabbricabilità fondiaria = 0,1 mc/mq;
 - H = Altezza massima del fabbricato = 8 ml;
 - D_c = Distanza dai confini = $H/2$;
 - D_s = Distanza dalle strade = 20 ml

Figura 11 Stralcio delle N.T.A. del P.d.F di Carmiano

P.d.F. del comune di Novoli

Art. 37 — ZONE PER ATTIVITA' PRIMARIE «VERDE AGRICOLO» (Zone omogenee E1)

Le zone per le attività primarie, Verde agricolo sono destinate in prevalenza all'agricoltura, alle foreste, alla caccia, alla pesca; sono inoltre ammesse attività industriali connesse con l'agricoltura e allevamenti di bestiame, industrie estrattive, piccoli depositi di carburante. Ai fini della applicazione della presente normativa, le attività vanno distinte in due categorie «A» e «B».

Attività di tipo «A»:

(Agricoltura, foreste, caccia e pesca)

Iff. - Indice di fabbricabilità fondiaria: 0,03 mc/mq.

Rc. - Rapporto di copertura: 10% dell'area.

H. - Altezza massima. mt. 7,00 salvo costruzioni speciali, per es. silos, ecc.

Dc. - Distanza dai confini: min. 5,00 metri.

Df. - Distanza tra fabbricati: somma delle altezze dei fabbricati prospicienti.

Ds. - Distanza dalle strade: vedi D.M. 1.4.1968, e con un minimo di mt. 15,00 dalle strade interpoderali.

Lm. - Lotto minimo: 20.000 mq.

Attività di tipo «B»:

(Attività industriali connesse con l'agricoltura, ricovero e all'evamento di bestiame, industrie estrattive e piccoli depositi di carburante).

Iff. - Indice di fabbricabilità fondiario: 0,2 mc/mq. di cui destinati alla residenza 0,03 mc/mq.

Rc. - Rapporto di copertura: 10% dell'area.

Va. - Verde agricolo: minimo 80% dell'area.

H. - Altezza massima: 7 metri, salvo costruzioni speciali.

Dc. - Distanza dai confini: min. 25 metri.

Df. - Distanza tra fabbricati: somma delle altezze di fabbricati prospicienti.

Ds. - Distanze dalle strade: min. 25 metri e comunque non inferiore alle distanze previste dal D.M. 1.4.1968.

Lm. - Lotto minimo: 10.000 mq.

In tali zone le costruzioni sono soggette a tutte le norme del presente Regolamento limitatamente a quanto riguarda la presentazione e approvazione del progetto e le norme tecniche e igieniche delle costruzioni. Nelle zone E1 potranno essere ubicati i fabbricati e attrezzature relativi a particolari servizi di interesse pubblico come matatoi, impianti di depurazione dei liquami di fogna, impianti di incenerimento e attrezzature simili.

Figura 12 Stralcio delle N.T.A. del P.d.F di Novoli

P.U.G. del comune di Arnesano

Art. 4.11- Contesti Rurali a prevalente valore ambientale e paesaggistico

1. Definizioni

Aree caratterizzate da un'attività agricola residuale, frammentate e interessate da relittidiffusi di antica attività estrattiva e sottoposte a pressioni antropiche per altri usi e funzioni o trasformazioni, con significativa presenza di residenze non rurali e/o di attività del tempo libero e/o di insediamenti produttivi diversi dal settore primario, ed ingenerale di contesti non più utilizzati per le colture agricole o non suscettibili dilavorazioni agricole.

L'allontanamento dell'attività agricola produttiva ha determinato situazioni di degrado territoriale, soprattutto in relazione all'assetto ed alla manutenzione delle sistemazioni agrarie tradizionali, alla rarefazione della vegetazione non colturale e in generale della dotazione naturalistica di valenza ambientale e paesaggistica.

In questi ambiti sono presenti in ogni caso aree di valore paesaggisticoambientalee manufatti, edifici e i complessi edilizi di interesse ambientale e/o storico-architettonico, culturale e testimoniale, che assolvono in alcuni casi a funzioni residenziali, ti tipo ricettivo e/o ricreative.

Comprendono:

- un ambito localizzato a nord-ovest del territorio comunale caratterizzato dalla presenza di uliveti, di elementi della cultura materiale, di un ciglio di scarpata e di una strada a valenza paesaggistica;
- un ambito localizzato a Nord-Est in corrispondenza di un complesso di cave dismesse, prevalentemente non utilizzate/utilizzabili per l'attività agricola in conseguenza ai caratteri fisico/ambientali propri e/o specifiche disposizioni regolamentari che ne tutelano le funzioni intrinseche. Sono aree che non risultano interessate da tempo dall'attività agricola e adattatesi all'evoluzione di processi di ri-naturalizzazione;
- l'ambito a sud caratterizzate dalla presenza di coltivazioni arboree, prevalentemente uliveti, di cui si riconosce il valore ambientale e paesaggistico in relazione a specifici caratteri temporali e identitari dei luoghi. Consistono in quelle parti di territorio rurale coperte da uliveti che rivestono carattere di monumentalità come definiti ai sensi della L.r. 4 giugno 2007, n. 14 "Tutela e valorizzazione del paesaggio degli ulivi monumentali della Puglia" e già perimetrato come *Paesaggio Rurale* secondo la definizione dell'art 3.7.1 e art. 3.7.6 delle presenti norme.

Figura 13 Stralcio delle N.T.A. del P.U.G. del comune di Arnesano - Definizioni

P.U.G. del comune di Arnesano

2. Direttive

Tutela, valorizzazione e recupero del patrimonio edilizio esistente nel rispetto delle caratteristiche funzionali, tipologiche e costruttive originarie, favorendone l'utilizzo attivo rispondenti a destinazioni d'uso contemporaneo, nell'ambito della fruizione turistica slow anche ai fini dello sviluppo occupazionale e della integrazione del reddito.

Promozione e sviluppo di attività integrative del reddito agricolo, quali la silvicoltura, l'offerta di servizi ambientali, ricreativi, per il tempo libero e per l'agriturismo, mediante il recupero del patrimonio edilizio esistente ed evitando per quanto possibile nuove edificazioni.

Con riferimento all'insediato sparso a prevalente valore ambientale e paesaggistico, storico e testimoniale, presente nei differenti contesti rurali, il PUG/s ha individuato gli edifici e i complessi edilizi con valore ambientale e paesaggistico, da assoggettare alle norme di PUG così come all'art. 3.8.3 delle presenti norme.

Aree in cui incentivare le attività di tutela finalizzate alla salvaguardia ambientale e di coltivazione arborea a fini produttivi, individuandone fattori di diversificazione finalizzati a incrementare le economie delle zone rurali.

Le categorie degli interventi ammissibili sono:

- manutenzione ordinaria e straordinaria il restauro e risanamento conservativo per gli edifici esistenti con destinazioni d'uso compatibili con la struttura e la tipologia dell'edificio e con il contesto ambientale, ivi compreso il sostegno allo sviluppo del turismo rurale mediante la riqualificazione funzionale, il recupero e riuso di manufatti non più utilizzabili per usi agricoli.

Gli interventi ammissibili dovranno essere improntati in ogni caso al rispetto delle sistemazioni agrarie tradizionali, dei manufatti in pietra a secco, della rete scolante, della tessitura agraria e degli elementi divisorii, nonché ai caratteri tipologici per dimensioni, materiali e tecniche esecutive, favorendo l'uso di tecniche e metodi della bioarchitettura (uso di materiali e tecniche locali, potenziamento dell'efficienza energetica, recupero delle tecniche tradizionali di raccolta dell'acqua piovana) in coerenza soprattutto con le Linee guida per il restauro e il recupero dei manufatti in pietra a secco (elaborato 4.4.4), per il regolamento edilizio tipo regionale (elaborato 4.4.6) e per recupero, la manutenzione e il riuso dell'edilizia e dei beni rurali (elaborato 4.4.7).

Sono esclusi i nuovi insediamenti.

L'eventualità di nuova edificazione può essere valutata solo per la riqualificazione funzionale e deve essere definita in rapporto alla specificità dei luoghi e subordinata, quando non sussistano alternative di riutilizzazione e riorganizzazione degli insediamenti e delle infrastrutture esistenti, a interventi di ripristino ambientale/paesaggistico e all'impegno ad adottare specifiche modalità di gestione ed difesa del territorio di pertinenza.

A tal fine devono essere comunque assicurati dai privati i servizi inerenti: l'approvvigionamento idrico e la depurazione delle acque, la difesa del suolo, tale da tutelare le aree interessate da rischi di esondazione o di frana, la gestione dei rifiuti solidi, la disponibilità di energia e ai sistemi di mobilità.

Per le attività produttive esistenti che ricadono nei contesti in oggetto le norme che regoleranno le trasformazioni saranno subordinate alle norme dei Piani sovraordinati al P.U.G. e nel rispetto dei seguenti parametri: sono consentiti ampliamenti della volumetria esistente per adeguamenti funzionali e/o attività integrative del reddito agricolo in applicazione di norme vigenti sovraordinate.

Figura 14 Stralcio delle N.T.A. del P.U.G. del comune di Arnesano - Direttive

P.R.G. del comune di Copertino

16 ZONA E 1 ZONA AGRICOLA

Comprendono le aree del territorio comunale destinate al mantenimento ed allo sviluppo delle attività ed alle produzioni agricole.

Non sono consentiti interventi che contrastino tale finalità o, in generale con i caratteri ambientali del territorio.

Il rilascio della concessione edilizia nelle zone agricole è subordinato alla trascrizione, a spese degli interessati, nei registri delle proprietà immobiliari del vincolo di inedificabilità dei fondi o appezzamenti computati ai fini della applicazione degli indici e dell'impegno di rispettare la destinazione stabilita dalla concessione.

Ai fini del calcolo dei volumi secondo gli indici prescritti in tali zone, devono essere computati i volumi dei fabbricati esistenti.

Le concessioni a titolo gratuito ai sensi dell'art. 9 punto a) della legge n.10/77 sono soggette alle disposizioni dell'art.9 della L.R. n.6/79 e successive modifiche ed integrazioni. È ammesso anche il rilascio di concessioni onerose per la residenza.

Figura 15 Stralcio delle N.T.A. del P.R.G. del comune di Copertino

P.R.G. del comune di Copertino

Gli interventi di tali zone sono soggetti alle seguenti prescrizioni:

16.1 Per le attrezzature a servizio della produzione agricola e per gli eventuali allevamenti zootecnici:

16.1.1 Indice di fabbricabilità fondiaria

L'indice di fabbricabilità fondiaria massimo è pari a 0,05mc/mq di cui *0,03 per la zona di riserva.*

16.1.2 Altezza massima

L'altezza massima consentita è pari a ml.7,50

16.2 Per la residenza a servizio della azienda agricola:

16.2.1 Indice di fabbricabilità fondiaria

L'indice di fabbricabilità fondiaria è pari a 0,03 mc/mq

16.2.2 Superficie massima di intervento accorpata.

Tale superficie non potrà essere superiore a mq. 20.000.

16.2.3 Lotto minimo di intervento

Il lotto minimo d'intervento è pari a mq.10.000.

16.2.4 Altezza massima

L'altezza massima consentita è pari a ml.7,50.

La distanza dai confini non potrà essere inferiore a ml.10,00

16.2.6 Distanza dal filo stradale

La distanza dal filo stradale non potrà essere inferiore a ml.15,00 per le strade interpoderali.

Per le altre sedi viarie secondo quanto previsto dalle norme in vigore e dal P.R.G.

[...]

~~16.3.8 Non è ammesso l'accorpamento di unità fondiaria di cui al p.to 9 dell'art.51 della L.R. n.56/80.~~

Sono consentiti interventi di manutenzione e ristrutturazione edilizie con un aumento volumetrico massimo del 10% de destinarsi a servizi igienico sanitari per le abitazioni abusive per la quali alle date di redazione del P.R.G. è stata presentata domanda di costruzione ai sensi della L. 47/85.

Figura 16 Stralcio delle N.T.A. del P.R.G. del comune di Copertino – Prescrizioni

4. PROFILO PRESTAZIONALE DEL PROGETTO

4.1. Principali caratteristiche dell'area di progetto

I paragrafi che seguono intendono verificare l'eventuale presenza di prescrizioni a carattere paesistico e ambientale vigenti sul territorio regionale e nazionale, introdotte ed individuate rispettivamente nel:

- Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (P.P.T.R.)
- Regolamento Regionale R.R.24/2010
- Siti Rete Natura 2000

4.2. Rapporto progetto con il PPTR

Il *Piano Paesaggistico Territoriale della Regione Puglia* (PPTR) è piano paesaggistico ai sensi degli artt. 135 e 143 del Codice, con specifiche funzioni di piano territoriale ai sensi dell'art. 1 della L.r. 7 ottobre 2009, n. 20 "*Norme per la pianificazione paesaggistica*". Esso è rivolto a tutti i soggetti, pubblici e privati, e, in particolare, agli enti competenti in materia di programmazione, pianificazione e gestione del territorio e del paesaggio.

Il PPTR persegue le finalità di tutela e valorizzazione, nonché di recupero e riqualificazione dei paesaggi di Puglia, in attuazione dell'art. 1 della L.R. 7 ottobre 2009, n. 20 "*Norme per la pianificazione paesaggistica*" e del D.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 "*Codice dei beni culturali e del Paesaggio*" e successive modifiche e integrazioni (di seguito denominato Codice), nonché in coerenza con le attribuzioni di cui all'articolo 117 della Costituzione, e conformemente ai principi di cui all'articolo 9 della Costituzione ed alla Convenzione Europea sul Paesaggio adottata a Firenze il 20 ottobre 2000, ratificata con L. 9 gennaio 2006, n. 14.

Di seguito analizziamo in dettaglio l'analisi dei vincoli che possono riscontrarsi dall'analisi documentazione cartografica del PPTR vigente sull'area oggetto d'intervento.

4.2.1. Struttura idro-geo-morfologica

➤ Componenti geomorfologiche

Le componenti geomorfologiche individuate dal PPTR comprendono ulteriori contesti costituiti da:

- 1) Versanti;
- 2) Lame e Gravine;
- 3) Doline;

- 4) Grotte;
- 5) Geositi;
- 6) Inghiottitoi;
- 7) Cordoni dunari

*Dall'analisi cartografica della tavola 6.1.1 – “Componenti geomorfologiche” risulta che l'area d'intervento **non è soggetta** a misure di salvaguardia e/o prescrizioni.*

➤ **Componenti idrologiche**

Le componenti idrologiche individuate dal PPTR comprendono beni paesaggistici e ulteriori contesti.

I beni paesaggistici sono costituiti da:

- 1) Territori costieri;
- 2) Territori contermini ai laghi;
- 3) Fiumi, torrenti e corsi d'acqua iscritti negli elenchi delle acque pubbliche.

Gli ulteriori contesti sono costituiti da:

- 1) Reticolo idrografico di connessione della Rete Ecologica Reg.;
- 2) Sorgenti;
- 3) Aree soggette a vincolo idrogeologico.

*Dall'analisi cartografica della tavola 6.1.2 – “Componenti idrologiche” risulta che l'area d'intervento **non è soggetta** a misure di salvaguardia e/o prescrizioni.*

4.2.2. Struttura ecosistemica e ambientale

➤ **Componenti botanico-vegetazionali**

Le componenti botanico-vegetazionali individuate dal PPTR comprendono beni paesaggistici e ulteriori contesti.

I beni paesaggistici sono costituiti da:

- 1) Boschi;
- 2) Zone umide Ramsar.

Gli ulteriori contesti sono costituiti da:

- 1) Aree umide
- 2) Prati e pascoli naturali;
- 3) Formazioni arbustive in evoluzione naturale;
- 4) Area di rispetto dei boschi

Dall'analisi cartografica della tavola 6.2.1 – “Componenti botanico-vegetazionali” risulta che l'area d'intervento **non è soggetta** a misure di salvaguardia e/o prescrizioni.

➤ **Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici e controllo Paesaggistico**

Le componenti delle aree protette e dei siti di rilevanza naturalistica individuate dal PPTR comprendono beni paesaggistici e ulteriori contesti.

I beni paesaggistici sono costituiti da:

- 1) parchi e riserve nazionali o regionali, nonché gli eventuali territori di protezione esterna dei parchi.

Gli ulteriori contesti sono costituiti da:

- 1) siti di rilevanza naturalistica;
- 2) area di rispetto dei parchi e delle riserve regionali.

Dall'analisi cartografica della tavola 6.2.2 – “Componenti aree protette e siti naturalistici” risulta che l'area d'intervento **non è soggetto** a misure di salvaguardia e/o prescrizioni.

4.2.3. Struttura antropica e storico-culturale

➤ **Componenti culturali e insediative**

Le componenti culturali e insediative individuate dal PPTR comprendono beni paesaggistici e ulteriori contesti.

I beni paesaggistici sono costituiti da:

- 1) Immobili e aree di notevole interesse pubblico;
- 2) zone gravate da usi civici;
- 3) zone di interesse archeologico.

Gli ulteriori contesti sono costituiti da:

- 1) Città consolidata;
- 2) Testimonianze della stratificazione insediativa;
- 3) Area di rispetto delle componenti culturali e insediative;
- 4) Paesaggi rurali.

Dall'analisi cartografica della tavola 6.3.1 – “Componenti culturali e insediative”, di seguito riportata, si evince che:

- La sezione di Agrivoltaico ricadente nel comune di Arnesano è interessato da UCP-
Paesaggi Rurali
- il Cavidotto MT di interconnessione di AgriFV_12 è in parte interessato da UCP-Paesaggi
Rurali

- la connessione MT in uscita da AgrFV_12 e prevista da STMG è interessata in parte da UCP-Paesaggi Rurali, in parte da UCP- Aree di rispetto di siti storico culturali ed in parte da UCP-Aree a rischio archeologico
- la connessione MT in uscita da AgrFV_05 e prevista da STMG è interessata in parte da UCP- Aree di rispetto di siti storico culturali ed in parte da UCP-Aree a rischio archeologico
- la connessione MT in uscita da AgrFV_13 e prevista da STMG è interessata in parte da UCP- Aree di rispetto di siti storico culturali, in parte da UCP – Città Consolidata, in parte da UCP-Aree a rischio archeologico.

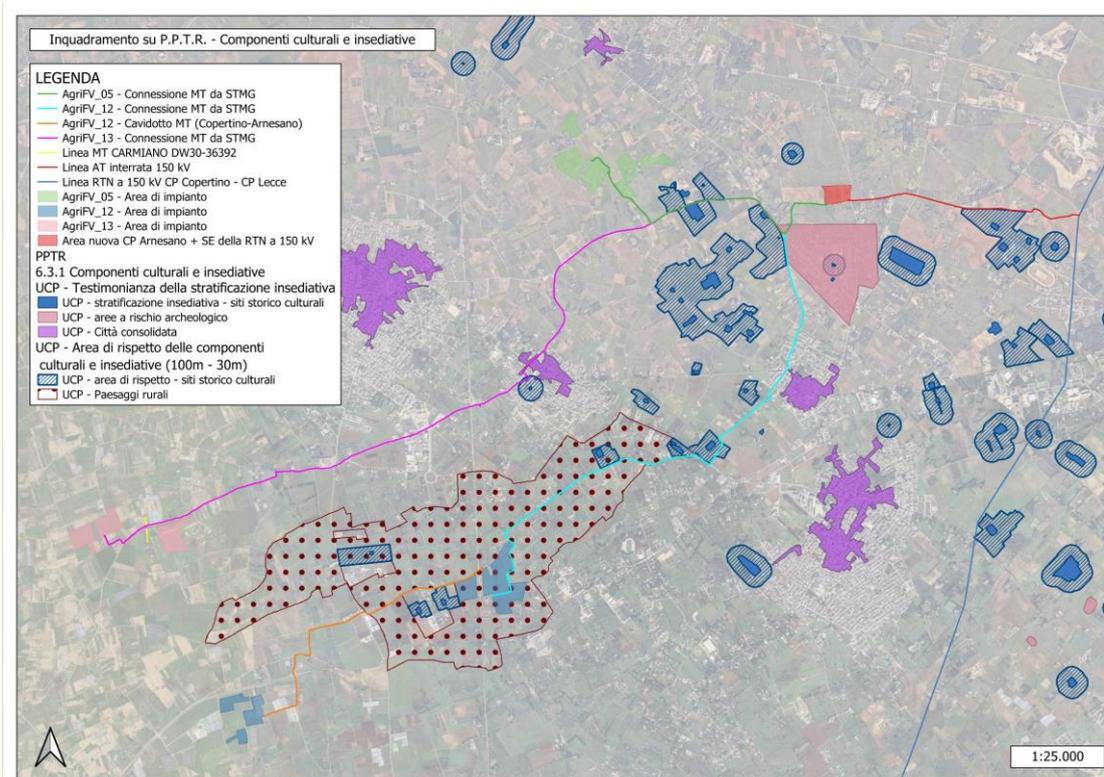


Figura 17 Stralcio di Componenti culturali ed insediative del PPTR

➤ **Componenti dei valori percettivi**

Le componenti dei valori percettivi individuate dal PPTR comprendono ulteriori contesti costituiti da:

- 1) Strade a valenza paesaggistica
- 2) Strade panoramiche
- 3) Punti panoramici
- 4) Coni visuali.

Dall'analisi cartografica della tavola 6.3.2 – “Componenti dei valori percettivi”, di seguito riportata, si evince che:

- Parallelismo della sezione AgriFV_12 con UCP - Strada a valenza paesaggistica
- il Cavidotto MT di interconnessione di AgriFV_12 ricade in parte su UCP - Strada a valenza paesaggistica
- la connessione MT in uscita da AgrFV_12 e prevista da STMG ricade in parte su UCP - Strada a valenza paesaggistica
- la connessione MT in uscita da AgrFV_05 e prevista da STMG ricade in parte su UCP - Strada a valenza paesaggistica
- la connessione MT in uscita da AgrFV_13 e prevista da STMG ricade in parte su UCP - Strada a valenza paesaggistica.

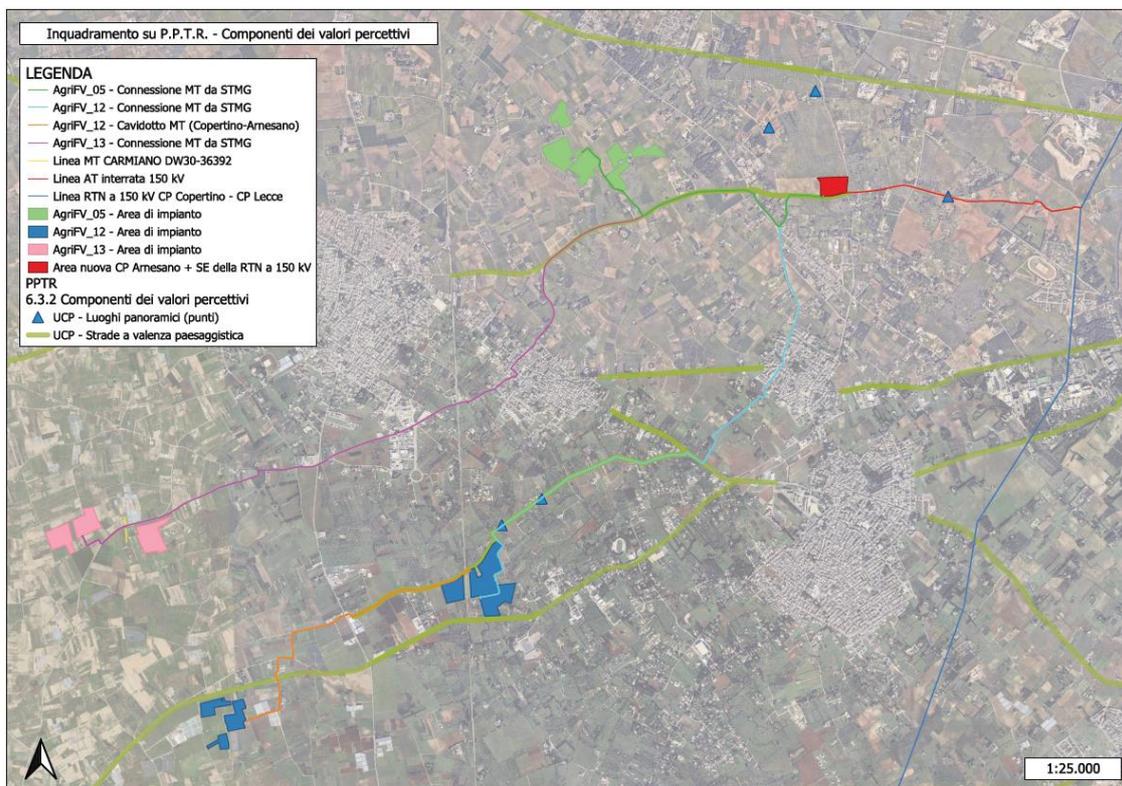


Figura 18 Stralcio di Componenti dei valori percettivi del PPTR

Infine, il PPTR suddivide il territorio regionale in Ambiti di Paesaggio e Figure Territoriali, ovvero aggregazioni complesse (Ambiti) e unità minime (Figure), l'area di studio sulla base di questa perimetrazione ricade nell'Ambito Paesaggistico del "Tavoliere Salentino" e rispettivamente nelle figure della "Campagna Leccese" e nelle "Terre dell'Arneo".

4.3. Rapporto progetto con il R.R n.24/2010

In riferimento all'Allegato 1 del R.R. n°24/2010 (riportante i principali riferimenti normativi, istitutivi e regolamentari che determinano l'inidoneità di specifiche aree all'installazione di determinate dimensioni e tipologie di impianti da fonti rinnovabili) si è verificata l'eventuale interferenza dell'impianto in progetto (area di impianto, linea interrata MT, futura CP Arenzano +SE RTN) con aree non idonee ai sensi del richiamato Regolamento, di cui si riporta l'elenco puntuale.

- Aree naturali protette nazionali: **non presenti**
- Aree naturali protette regionali: **non presenti**
- Zone umide Ramsar: **non presenti**
- Sito d'Importanza Comunitaria (SIC): **non presenti**
- Zona Protezione Speciale (ZPS): **non presenti**
- Important Bird Area (IBA): **non presenti**
- Altre aree ai fini della conservazione della biodiversità (Vedi PPTR, Rete ecologica Regionale per la conservazione della Biodiversità): **non presenti**
- Siti Unesco: **non presenti**
- Beni Culturali +100 m (Parte II D.Lgs 42/2004, Vincolo L.1089/1939): **non presenti**
- Immobili ed aree dichiarati di notevole interesse pubblico (art. 136 D.Lgs 42/2004, Vincolo L.1497/1939): **non presenti**
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Territori costieri fino a 300 m: **non presenti**
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Laghi e Territori contermini fino a 300 m: **non presenti**
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Fiumi, torrenti e corsi d'acqua fino a 150 m: **non presenti**
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Boschi + buffer di 100 m: **non presenti**
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Zone Archeologiche + buffer di 100 m: **non presenti**
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Tratturi + buffer di 100 m: **non presenti**
- Aree a pericolosità idraulica: **non presenti**
- Aree a pericolosità geomorfologica: **non presenti**
- Ambito A (PUTT): **non presenti**
- Ambito B (PUTT): **non presenti**
- Area edificabile urbana + buffer di 1 km: **non presenti**
- Segnalazione carta dei beni + buffer di 100 m: **PRESENTI**

In particolare, dalla consultazione dello stralcio di seguito riportato, si evince che alcuni tratti delle linee MT interrrate (previste dalle rispettive STMG) intersecano per piccoli tratti le “Segnalazioni Carta dei Beni con buffer 100 m”.

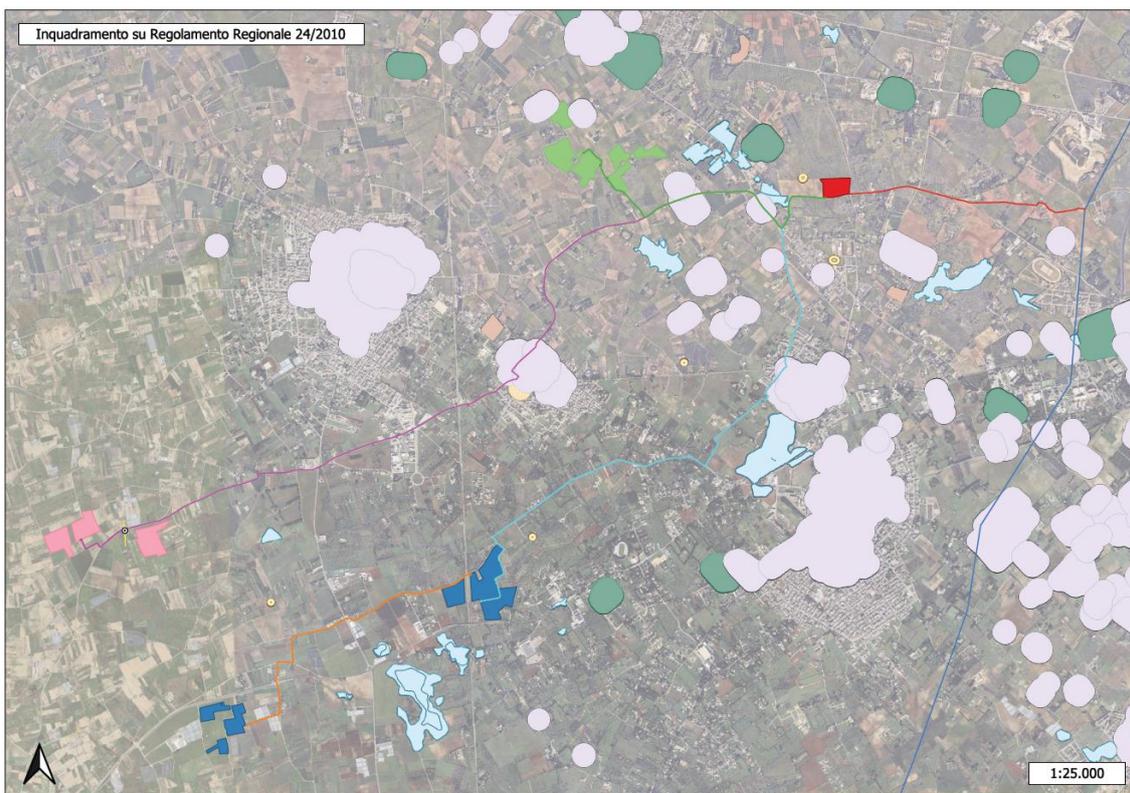


Figura 19 Stralcio di RR 24/2010

4.4. Rapporto con Rete Natura 2000 (SIC, ZPS, ABI, Aree protette)

Rete Natura 2000 è un progetto europeo di tutela della biodiversità e di conservazione della natura.

È una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione Europea che garantisce il mantenimento a lungo termine degli habitat naturali e delle specie di flora e di fauna minacciate o rare a livello comunitario sulla base delle Direttive Habitat e Uccelli (Direttiva 92/43/CEE e Direttiva 147/2009/CEE)

Con riferimento a quanto segnalato dall'Assessorato all'Ecologia Ufficio Parchi e Riserve Naturali: “SIC, ZPS ed aree protette”, non si rileva la presenza di zone SIC, ZPS, ABI, RETE NATURA 2000”. *Si può affermare, pertanto, che l'area d'intervento non è soggetto a condizioni di tutela e/o prescrizione.*

4.5. Caratteri morfologici e geologici

Dal punto di vista morfo-strutturale la Puglia è suddivisa in tre settori allungati in senso appenninico: il settore di avampaese, il settore di avanfossa ed il settore di catena, ed è proprio in quest'ultimo che ricade la zona oggetto di studio.

Lo stile tettonico dell'Appennino Dauno è diversificato e sostanzialmente riconducibile a due zone geologiche: l'area occidentale e quella orientale (nella quale ricade la zona in esame).

La zona occidentale è stata oggetto di eventi tettonici che hanno determinato una morfologia di rilievo, interessata da un sistema di faglie orientate prevalentemente NNO-SSE secondo le direttrici tettoniche appenniniche. È costituita da terreni fliscioidi, essenzialmente sedimenti argillosi alloctoni che hanno subito la tettonica traslativa.

I sedimenti della zona orientale costituiscono una monoclinale caratteristica di un settore di avampaese; sono depositi marini riferibili al ciclo di sedimentazione del plio-pleistocene.

È difficile l'individuazione delle formazioni geologiche in quanto l'intensa attività tettonica ha modellato la natura litologica della zona.

I vari siti di intervento ricadono in un settore della penisola salentina posto a ridosso dell'abitato di Lecce dove il substrato geologico è caratterizzato da una certa varietà litologica; qui, infatti, la serie geologica affiorante si compone di unità di litologia carbonatica e di unità di litologia terrigena ed essa copre un intervallo di tempo geologico relativamente ampio.

Questa serie è rappresentata dalle seguenti unità (elencate dalla più antica alla più recente):

- Calcarea di Altamura (Cretaceo superiore)
- Unità oligo-mioceniche (Formazione di Galatone, Formazione di Lecce e Pietra leccese) non affioranti nell'area
- Calcarenite di Gravina (Pleistocene inferiore)
- Depositi marini terrazzati (Pleistocene medio e superiore).

Per i dettagli e i risultati delle indagini, si rimanda alla *"Relazione Geologica"*.

4.6. Caratteri idrogeologici

I caratteri idrogeologici dell'area indagata sono in stretta relazione con le caratteristiche di permeabilità dei terreni presenti.

Il settore territoriale in cui ricadono le macroaree di intervento, in ragione della variabilità litologica delle unità che costituiscono la serie geologica affiorante, è interessato dalla presenza di due acquiferi sovrapposti, uno profondo ed uno superficiale, separati da un acquicludo/aquitardo, che nel presente lavoro denominati rispettivamente:

- acquifero profondo: corrisponde alla successione carbonatica del Cretaceo ed alla Calcarenite di Gravina, permeabile prevalentemente per fessurazione e carsismo. In

genere e molto permeabile ed ospita la falda di base; localmente può essere caratterizzato dalla presenza di modesti volumi impermeabili per cui la falda si può anche rinvenire in pressione;

- acquifero sabbioso: corrisponde alla parte alta dei Depositi marini terrazzati. E' permeabile esclusivamente per porosità; ospita una falda superficiale sulla quale si hanno scarsi dati in letteratura scientifica.

I due acquiferi sono separati da un aquiclude/aquitardo rappresentato dai terreni argillosi ascrivibili alla parte stratigraficamente più bassa dei Depositi marini terrazzati.

In corrispondenza delle macroaree ricadenti sul comune di Arnesano, dove non sono presenti i Depositi marini terrazzati, si rinviene il solo acquifero profondo; qui la piezometrica della falda di base si rinviene a circa 2,5 m slm.

In corrispondenza delle altre macroaree invece è presente anche l'acquifero superficiale (perché qui affiorano i depositi marini terrazzati).

Per i dettagli e i risultati delle indagini, si rimanda alla "*Relazione Idraulica*".

4.7. Aspetti geotecnici e criteri di progettazione strutturale

Il progetto in esame prevede una serie di indagini e valutazioni il cui scopo è quello di comprendere quello che sono tutti gli aspetti geotecnici relativi alle strutture di fondazione previste per il progetto (si veda *Relazione Geotecnica e Calcoli preliminari delle strutture*).

Come detto, le strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici sono costituite da strutture metalliche a pali direttamente infissi nel terreno, senza quindi l'ausilio di fondazioni in c.a.

Per la verifica di tali sistemi, si è tenuto conto principalmente dei parametri legati alla sismicità della zona su cui sorgerà l'impianto in progetto.

La caratterizzazione geotecnica dei terreni di fondazione è stata redatta sulla base dell'interpretazione delle specifiche prove in sito.

Dai risultati delle indagini geologiche e dalla caratterizzazione geotecnica si sono desunte le caratteristiche fisico-meccaniche per le unità litostratigrafiche interessate dalla costruzione dell'opera.

Per i dettagli e i risultati delle indagini sopra sintetizzate, si rimanda alla "*Relazione Geotecnica*".

5. AREA DI IMPIANTO

5.1. Criterio generale di progetto

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto di produzione elettrica da fonte solare è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile e allo stesso tempo di minimizzare l'impatto economico ed ambientale derivante dall'installazione dello stesso.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud e evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

L'impianto è costituito da moduli disposti su più file parallele distanziate tra loro in modo tale da non creare mutui ombreggiamenti tra le file e da consentire una facile manutenzione.

Il calcolo della distanza minima tra le file parallele è stato effettuato considerando un modello tridimensionale dell'impianto utilizzando un apposito software di simulazione.

L'inclinazione e l'orientamento dei moduli sono stati scelti per ottimizzare la radiazione solare incidente: i moduli verranno installati su inseguitori orientati in direzione Nord-Sud con un'inclinazione (angolo di tilt) variabile giornalmente in base alla posizione del sole, in modo da consentire la massima raccolta di energia nell'arco dell'anno.

Per ulteriori dettagli si rimanda allo specifico elaborato "Analisi di Producibilità dell'impianto".

5.2. Caratteristiche generali

L'impianto in progetto, denominato "**05_12_13_Arnesano**", **avrà una potenza nominale lato c.c. pari a 50.963,64 kWp e di potenza nominale lato c.a. pari a 44.480 kVA.**

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da 65.338 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino di potenza di picco pari a 780 Wp, di cui 22.256 nell'impianto AgriFV_05, 27.794 nell'impianto AgriFV_12 e 15.288 nell'impianto AgriFV_13.

I pannelli fotovoltaici saranno montati su strutture, parzialmente mobili, detti "*inseguitori monoassiali*", all'interno di aree precedentemente individuate e completamente recintate.

All'interno della stessa area troveranno alloggio, oltre ad i moduli FV, le cabine, ovvero dei locali tecnici necessari per l'installazione delle apparecchiature elettriche (quadri di protezione, quadri di controllo, trasformatori). Unitamente a quanto sopra, saranno poi realizzate delle trincee per la posa dei cavidotti interrati. Si tratta di cavi BT in cc, BT in ca, MT e cavi di segnale.

Per la conversione/trasformazione dell'energia prodotta dai moduli fotovoltaici è prevista inoltre:

- sia l'installazione di Quadri di Parallelo ed inverter di campo posizionati in prossimità delle strutture di sostegno dei moduli stessi e cabine di trasformazione nelle quali trovano i trasformatori BT/MT;
- sia l'installazione di Shelter prefabbricati di conversione/Trasformazione nei quali trovano spazio gli inverter centralizzati e i trasformatori BT/MT.

5.3. Architettura elettrica dell'impianto

Da un punto di vista elettrico, il generatore fotovoltaico è costituito da stringhe. Una stringa elettrica sarà formata da 26 moduli collegati in serie, pertanto la tensione di stringa è data dalla somma delle tensioni a vuoto dei singoli moduli, mentre la corrente di stringa coincide con la corrente del singolo modulo.

Moduli per stringa	V _{OC} (V)	I _{mp} (A) - STC	Tensione stringa (V)	Corrente stringa (A)
26	52,7	17,89	1.133,6	17,89 A

Nella tabella seguente si evidenziano il numero di stringhe contenute nei tracker a seconda della loro lunghezza.

Tracker	Potenza Modulo (W)	N° moduli	Potenza Tracker (kWp)
Tracker 26 mod	780	26	20,28
Tracker 13 mod	780	13	10,14

L'energia prodotta dalle stringhe e diretta verso gli inverter di campo afferisce direttamente agli ingressi DC di suddetti inverter; l'energia prodotta dalle stringhe e diretta verso gli inverter centralizzati afferisce in **Quadri di Parallelo (QdP)**, installati in corrispondenza dei tracker, di taglia e numero variabile per essere compatibile con i valori di tensione e corrente degli inverter centralizzati a cui si collegano.

Ciascun inverter utilizzato, installato o in prossimità delle strutture di sostegno (Inverter di campo) o in appositi Shelter posizionati all'interno del campo in apposite aree (inverter centralizzati), in base alla sua taglia ha un numero massimo di ingressi variabile, come di seguito riportato:

- Inverter di campo 250 kVA e 350 kVA: 12 ingressi da 2 stringhe ciascuno in parallelo, per un massimo di 24 stringhe;
- Inverter centralizzati 2800 e 2930 kVA: 24 ingressi da 7 stringhe ciascuno in parallelo, per un massimo di 168 stringhe;

- Inverter 4000 kVA e 4200 kVA: 26 ingressi da 9 stringhe ciascuno in parallelo, per un massimo di 234 stringhe.

Ciascun inverter ha una massima tensione di ingresso pari a 1.500 V maggiore della tensione massima di stringa pari a 1.133,6 V. L'inverter effettua la conversione della corrente continua in corrente alternata a 600 V trifase con frequenza di 50 Hz.

Immediatamente a valle di ogni inverter, un trasformatore BT/MT 0.6/20 kV (per gli inverter centralizzati posizionato all'interno degli stessi Shelter, per gli inverter di campo è posizionato all'interno di una Cabina di trasformazione) effettua l'innalzamento di tensione a 20 kV, 50 Hz.

La taglia del trasformatore BT/MT varia in base alla capacità del singolo inverter centralizzato o del numero di inverter di campo a cui è collegato. In particolare saranno installati:

- n. 2 trasformatori da 400 kVA 0.6/20 kV;
- n. 9 trasformatori da 1.000 kVA 0.6/20 kV;
- n. 1 trasformatore da 1.250 kVA 0.6/20 kV;
- n.1 inverter centralizzato da 2.800 kVA con relativo trasformatore 0.6/20 kV;
- n.1 inverter centralizzato da 2.930 kVA con relativo trasformatore 0.6/20 kV;
- n.6 inverter centralizzati da 4.000 kVA con relativi trasformatori 0.6/20 kV;
- n.1 inverter centralizzati da 4.200 kVA con relativi trasformatori 0.6/20 kV.

Dai trasformatori l'energia sarà trasmessa in MT a 20 kV, tramite linee in cavo, alle Cabine di Trasformazione e alle Cabine di Raccolta; queste saranno elettricamente collegate tra loro in serie secondo la classica configurazione "in entra-esci", tramite linee MT a 20 kV in cavo interrato, a seconda del layout riportato nel documento I7SPTR4_ElaboratoGrafico_4 – Schema a blocchi e qui riportato. Si formeranno così sottocampi, ciascuno costituito da una serie di più Cabine.

Dalle Cabine di Trasformazione e dalle Cabine di Raccolta l'energia sarà poi trasmessa alle Cabine Utente interne, e da qui alle Cabine di Consegna dei vari lotti di ogni impianto.

Da queste, l'energia prodotta sarà convogliata alle altre Cabine di Consegna del medesimo impianto, come previsto dalle rispettive STMG, in collegamento entra-esce, e tramite linee interrate MT a 20 kV alla Cabina Primaria **CP Arnesano**. Considerando le linee esterne in partenza dalle CdC verso la CP, si descrivono di seguito i differenti sviluppi.

1. L'elettrodotto esterno di collegamento tra le CdC dell'impianto AgriFV_05 e la CP è costituito da 2 terne di cavi in Alluminio della tipologia ARP1H5EX di sezione pari a 185mm², lunghezze **2.722 m e 2.589,54 m**.
2. L'elettrodotto esterno di collegamento tra le CdC dell'impianto AgriFV_12 e la CP è costituito da 2 terne di cavi in Alluminio della tipologia ARP1H5EX di sezione pari a 185mm², lunghezze

pari a **2.806,28 m** e **3.113,85 m** fino alla **Cabina di Sezionamento (CdS)**, **3.185,52 m** e **3.183,22 m** dalla CdS fino alla CP Arnesano.

3. L'elettrodotto esterno di collegamento tra le CdC dell'impianto AgriFV_13 e la CP è costituito da 1 terna di cavi in Alluminio della tipologia ARP1H5EX di sezione pari a 185mm², lunghezza pari a **3.925,19 m** fino alla **Cabina di Sezionamento (CdS)**, **4.838,54 m** dalla CdS fino alla CP Arnesano.
4. Dalla CP Arnesano, in cui avviene l'innalzamento alla tensione a 150kV, parte la consegna in doppia antenna alla nuova SE RTN 150 kV.
5. Da questa tramite linea interrata AT a 150 kV l'energia sarà convogliata in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "CP Copertino – CP Lecce", previo potenziamento / rifacimento della direttrice RTN a 150 kV "CP Lecce – CP Copertino – CP Galatone" nel tratto compreso tra la nuova SE RTN 150 kV e la SE RTN di Galatina.

Si riassumono di seguito le informazioni e le configurazioni di impianto.

05_12_13_Arnesano							
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Tracker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)	Inverter (kVA)
Trck 13 PV M	0,5	13	364	182	4.732	3.690,96	
Trck 26 PV M	1	26	2.331	2.331	60.606	47.272,68	
Total			2.695	2.513	65.338	50.963,64	44.480

AgriFV_05							
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Tracker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)	Inverter (kVA)
Trck 13 PV M	0,5	13	132	66	1.716	1.338,48	
Trck 26 PV M	1	26	790	790	20.540	16.021,20	
Total			922	856	22.256	17.359,68	14.830

AgriFV_12							
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Tracker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)	Inverter (kVA)
Trck 13 PV M	0,5	13	122	61	1.586	1.237,08	
Trck 26 PV M	1	26	1.008	1.008	26.208	20.442,24	
Total			1.130	1.069	27.794	21.679,32	19.750

AgriFV_13							
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Tracker quantity	Total N° strings	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)	Inverter (kVA)
Trck 13 PV M	0,5	13	110	55	1.430	1.115,40	
Trck 26 PV M	1	26	533	533	13.858	10.809,24	
Total			643	588	15.288	11.924,64	9.900

Figura 20 Principali caratteristiche impianto e potenza di picco installata

Si evince quindi che la potenza installata totale di picco dell'impianto sarà pari a 50.963,64 kWp.

Per ulteriori dettagli circa l'architettura elettrica degli impianti si rimanda allo specifico elaborato "Relazione Tecnica delle opere elettriche".

6. OPERE DI RETE PER LA CONNESSIONE

Unitamente all'impianto di produzione, il progetto prevede la realizzazione delle **opere di rete per la connessione** così come indicato nei tre preventivi di connessione distinti rilasciati da e-distribuzione:

- **AgriFV_05** con Codice di rintracciabilità **334784318** rilasciato in data 29/03/2023 da e-distribuzione;
- **AgriFV_12** con Codice di rintracciabilità **334648285** rilasciato in data 29/03/2023 da e-distribuzione;
- **AgriFV_13** con Codice di rintracciabilità **334784741** rilasciato in data 29/03/2023 da e-distribuzione.

Pur essendo tre preventivi differenti, questi prevedono delle opere di connessione comuni alle tre sezioni di impianto; nello specifico, le nuove cabine di consegna saranno collegate in antenna da cabina primaria AT/MT CP ARNESANO. Soluzione su Futura CP ARNESANO 150/20 kV – DW00-1-389798. Quest'ultima verrà collegata in doppia antenna su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "CP Copertino – CP Lecce", previo potenziamento/rifacimento della direttrice RTN a 150 kV "CP Lecce – CP Copertino - CP Galatone – Galatina" nel tratto compreso tra la nuova SE RTN 150 kV suddetta e la SE RTN di Galatina.

Costituiscono impianto di rete RTN per la connessione:

- Realizzazione della futura SE RTN a 150 kV e relativi raccordi da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "CP Copertino – CP Lecce";
- Potenziamento/Rifacimento della direttrice RTN a 150 kV "CP Lecce – CP Copertino – CP Galatone – Galatina" nel tratto compreso tra la nuova SE RTN 150 kV suddetta e la SE RTN di Galatina.

La soluzione ipotizzata in comune ai tre preventivi pertanto prevede:

➤ Opere Terna

- Realizzazione della futura SE RTN a 150 kV e relativi raccordi da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "CP Copertino – CP Lecce";
- Potenziamento/Rifacimento della direttrice RTN a 150 kV "CP Lecce – CP Copertino – CP Galatone – Galatina" nel tratto compreso tra la nuova SE RTN 150 kV suddetta e la SE RTN di Galatina.

➤ Opere e-distribuzione

- Realizzazione di elettrodotti in doppia antenna a 150 kV con la nuova stazione di smistamento (SE) RTN a 150 kV;

- CP con AT tradizionale n°2 trasformatori da 40 MVA.

6.1. Opere di connessione da STMG n. 334784318 di AgriFV_05

Il preventivo di connessione (Codice di rintracciabilità **334784318**) è stato rilasciato da e-distribuzione - Infrastrutture e Reti Italia in data 29 marzo 2023 (prot. n. P4077908) alla società Prosveta S.r.l. ed in seguito acquisito dalla società subentrante SY04 S.r.l. tramite voltura del 23 giugno 2023.

Il Produttore, con l'accettazione del preventivo per la connessione redatto da e-distribuzione, tenuto conto di quanto disposto dalla Delibera ARG/elt n. 99/08 e s.m.i, si è impegnato a richiedere in autonomia le autorizzazioni riguardanti la costruzione dell'impianto di rete per la connessione.

Si precisa che l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'Impianto di Rete per la Connessione dovrà essere rilasciata a nome di e-distribuzione S.p.A, che provvederà alla realizzazione.

Nell'istanza autorizzativa e nelle richieste di nulla osta/pareri ai soggetti pubblici o privati presentate nell'ambito del procedimento autorizzatorio, sarà evidenziato che l'Impianto di Rete per la Connessione, una volta realizzato, sarà inserito nel perimetro della rete di distribuzione dell'energia elettrica di proprietà di E-distribuzione S.p.A. e che pertanto non sarà inserito l'obbligo di rimozione delle stesse e di ripristino dei luoghi, per il caso di dismissione dell'impianto di produzione.

Detto preventivo prevede l'allaccio dell'impianto alla rete di Distribuzione tramite realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina primaria AT/MT CP ARNESANO.

La soluzione ipotizzata pertanto prevede:

➤ Opere e-distribuzione

- Quadro MT tipo Container DY 770 ad U;
- Costruzione di una linea MT uscente dalla Cabina Primaria, in cavo interrato AL 185 mm² con percorso esclusivamente su strada Pubblica (con extra costi rispetto alla soluzione al Minimo Tecnico a carico del produttore), che colleghi la Cabina Primaria alla Cabina di consegna dell'impianto 1;
- Costruzione di linea in cavo interrato AL 185 mm² che colleghi la cabina di consegna dell'impianto 1 alla cabina di consegna dell'impianto 2;
- Costruzione di una linea MT uscente dalla Cabina Primaria, in cavo interrato AL 185 mm² con percorso esclusivamente su strada Pubblica (con extra costi rispetto alla soluzione al Minimo Tecnico a carico del produttore), che colleghi la Cabina Primaria alla Cabina di consegna dell'impianto 3;

- Realizzazione linee MT di richiusura in cavo interrato AL 185 mm², tra la Cabina di consegna MT dell'impianto 2 con quella dell'impianto 3;
- Costruzione di uno scomparto aggiuntivo all'interno delle Cabine di consegna MT dell'impianto 1, 2 e 3.

Per ogni singolo impianto del lotto:

- Costruzione di cabina di consegna MT;
- Quadro in SF6 (con interruttore DY900) più Quadro Utente in SF6 DY808; tutti i componenti devono essere dimensionati per reti con corrente di corto circuito pari a 16kA.

L'estensione lineare dello scavo per la posa dei cavi del tracciato MT, dalla sezione di impianto all'area della nuova CP Arnesano, sarà pari all'incirca a **2.993 m**.

6.2. Opere di connessione da STMG n. 334648285 di AgriFV_12

Il preventivo di connessione (Codice di rintracciabilità **334648285**) è stato rilasciato da e-distribuzione - Infrastrutture e Reti Italia in data 29 marzo 2023 (prot. n. P4072798) alla società Prosveta S.r.l. ed in seguito acquisito dalla società subentrante SY06 S.r.l. tramite voltura del 22 giugno 2023.

Il Produttore, con l'accettazione del preventivo per la connessione redatto da e-distribuzione, tenuto conto di quanto disposto dalla Delibera ARG/elt n. 99/08 e s.m.i, si è impegnato a richiedere in autonomia le autorizzazioni riguardanti la costruzione dell'impianto di rete per la connessione.

Si precisa che l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'Impianto di Rete per la Connessione dovrà essere rilasciata a nome di e-distribuzione S.p.A, che provvederà alla realizzazione. Nell'istanza autorizzativa e nelle richieste di nulla osta/pareri ai soggetti pubblici o privati presentate nell'ambito del procedimento autorizzatorio, sarà evidenziato che l'Impianto di Rete per la Connessione, una volta realizzato, sarà inserito nel perimetro della rete di distribuzione dell'energia elettrica di proprietà di E-distribuzione S.p.A. e che pertanto non sarà inserito l'obbligo di rimozione delle stesse e di ripristino dei luoghi, per il caso di dismissione dell'impianto di produzione.

Detto preventivo prevede l'allaccio dell'impianto alla rete di Distribuzione tramite realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina primaria AT/MT CP ARNESANO.

La soluzione ipotizzata pertanto prevede:

➤ Opere e-distribuzione

- Quadro MT tipo Container DY 770 ad U;
- Costruzione di una cabina di sezionamento (una ogni 4 km);

- Costruzione di una linea MT uscente dalla Cabina Primaria, in cavo interrato AL 185 mm2 con percorso esclusivamente su strada Pubblica (con extra costi rispetto alla soluzione al Minimo Tecnico a carico del produttore), che colleghi la Cabina Primaria alla Cabina di consegna dell'impianto 1;
- Costruzione di linea in cavo interrato AL 185 mm2 che colleghi la cabina di consegna dell'impianto 1 alla cabina di consegna dell'impianto 2;
- Costruzione di una linea MT uscente dalla Cabina Primaria, in cavo interrato AL 185 mm2 con percorso esclusivamente su strada Pubblica (con extra costi rispetto alla soluzione al Minimo Tecnico a carico del produttore), che colleghi la Cabina Primaria alla Cabina di consegna dell'impianto 3;
- Costruzione di linea in cavo interrato AL 185 mm2 che colleghi la cabina di consegna dell'impianto 3 alla cabina di consegna dell'impianto 4;
- Realizzazione linee MT di richiusura in cavo interrato AL 185 mm2, tra la Cabina di consegna MT dell'impianto 2 con quella dell'impianto 4;
- Costruzione di uno scomparto aggiuntivo all'interno delle Cabine di consegna MT dell'impianto 1, 2, 3 e 4.

Per ogni singolo impianto del lotto:

- Costruzione di cabina di consegna MT;
- Quadro in SF6 (con interruttore DY900) più Quadro Utente in SF6 DY808; tutti i componenti devono essere dimensionati per reti con corrente di corto circuito pari a 16kA.

L'estensione lineare dello scavo per la posa dei cavi del tracciato MT, dalla sezione di impianto all'area della nuova CP Arnesano, sarà pari all'incirca a **9.266 m**.

6.3. Opere di connessione da STMG n. 334784741 di AgriFV_13

Il preventivo di connessione (Codice di rintracciabilità **334784741**) è stato rilasciato da e-distribuzione - Infrastrutture e Reti Italia in data 29 marzo 2023 (prot. n. P4071538) alla società Prosveta S.r.l. ed in seguito acquisito dalla società subentrante SY07 S.r.l. tramite voltura del 22 giugno 2023.

Il Produttore, con l'accettazione del preventivo per la connessione redatto da e-distribuzione, tenuto conto di quanto disposto dalla Delibera ARG/elt n. 99/08 e s.m.i, si è impegnato a richiedere in autonomia le autorizzazioni riguardanti la costruzione dell'impianto di rete per la connessione.

Si precisa che l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'Impianto di Rete per la Connessione dovrà essere rilasciata a nome di e-distribuzione S.p.A, che provvederà alla

realizzazione. Nell'istanza autorizzativa e nelle richieste di nulla osta/pareri ai soggetti pubblici o privati presentate nell'ambito del procedimento autorizzatorio, sarà evidenziato che l'Impianto di Rete per la Connessione, una volta realizzato, sarà inserito nel perimetro della rete di distribuzione dell' energia elettrica di proprietà di E-distribuzione S.p.A. e che pertanto non sarà inserito l'obbligo di rimozione delle stesse e di ripristino dei luoghi, per il caso di dismissione dell' impianto di produzione.

Detto preventivo prevede l'allaccio dell'impianto alla rete di Distribuzione tramite realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina primaria AT/MT CP ARNESANO.

La soluzione ipotizzata pertanto prevede:

➤ Opere e-distribuzione

- Quadro MT tipo Container DY 770 ad U;
- Costruzione di una cabina di sezionamento (una ogni 4 km);
- Costruzione di una linea MT uscente dalla Cabina Primaria, in cavo interrato AL 185 mm² con percorso esclusivamente su strada Pubblica (con extra costi rispetto alla soluzione al Minimo Tecnico a carico del produttore), che colleghi la Cabina Primaria alla Cabina di consegna dell'impianto 1;
- Costruzione di linea in cavo interrato AL 185 mm² che colleghi la cabina di consegna dell'impianto 1 alla cabina di consegna dell'impianto 2;
- Realizzazione di richiusura (con costi a totale carico del produttore) tra la CS di consegna dell'impianto 2 e la linea MT CARMIANO DW30-36392 nella tratta dei nodi DW30-3-199528 ÷ DW30-3-260425;
- Costruzione dispositivo di sezionamento da palo;
- Connessione in antenna dal dispositivo sopra descritto mediante costruzione di Cavo interrato AL 185 mm² con percorso interamente su strada Pubblica;
- Costruzione di uno scomparto aggiuntivo all'interno della cabina di consegna dell'impianto 2 atto a realizzare la richiusura di rialimentazione sulla linea MT CARMIANO DW30-36392.

Per ogni singolo impianto del lotto:

- Costruzione di cabina di consegna MT;
- Quadro in SF6 (con interruttore DY900) più Quadro Utente in SF6 DY808; tutti i componenti devono essere dimensionati per reti con corrente di corto circuito pari a 16kA.

L'estensione lineare dello scavo per la posa dei cavi del tracciato MT, dalla sezione di impianto all'area della nuova CP Arnesano, sarà pari all'incirca a **9.303 m**.

6.4. Specifica Cabine di Sezionamento (CdS)

La Cabina di Sezionamento (CdS), inserita sulla linea MT in cavo sotterraneo, costituisce un nodo di diramazione dell'energia ed è utile alla ricerca ed all'individuazione dei guasti sulla rete di distribuzione.

La cabina di tipo prefabbricato, costituita da un unico locale, sarà realizzata con elementi componibili prefabbricati in calcestruzzo armato vibrato o a struttura monoblocco, tali da garantire pareti interne lisce senza nervature ed una superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali.

Nel particolare caso del presente progetto è prevista l'installazione di n. 2 Cabine di Sezionamento:

- ***Una CdS ubicata sulla linea MT interrata in partenza dalla sezione AgriFV_12 ed in arrivo alla futura CP Arnesano, conforme allo standard DG2061 ed.9 di distribuzione***
- ***Una CdS ubicata sulla linea MT interrata in partenza dalla sezione AgriFV_13 ed in arrivo alla futura CP Arnesano, conforme allo standard DG2061 ed.8 di distribuzione***

6.5. Cabina Primaria (CP Arnesano) e SE RTN 150 kV

L'energia prodotta dagli impianti di produzione viene convogliata verso la Cabina Primaria (tramite linee interrate MT a 20 kV), dove è effettuata la trasformazione di tensione (20/150 kV) mediante due trasformatori di taglia 40 MVA cadauno.

L'energia è convogliata tramite un collegamento AT in doppia antenna alla Stazione Elettrica di nuova realizzazione SE RTN 150kV.

I dispositivi di protezione generale con protezioni 50/51, 50N/51N, 67N e protezione di interfaccia PI con protezioni 27, 59, 81S max, 81s min, 59 Vo agiscono all'interno degli scomparti di arrivo linee MT nella CP Arnesano.

In apposito locale sarà installato il quadro MT, che si compone di:

- Interruttore per la Linea in arrivo dalle CdC;
- protezione trasformatore ausiliari;
- interruttore generale;
- sezionatore;
- linea verso trasformatori MT/AT (150/20 kV);
- scomparto misure/ TV sbarra.

Si tratta di un quadro MT 36 kV di tipo protetto (più una risalita sbarre). Per quanto riguarda il trasformatore dei Servizi Ausiliari (SA) è prevista l'installazione un trasformatore da 50 kVA.

Il quadro sarà in esecuzione da interno, di tipo protetto, realizzato in lamiera d'acciaio con spessore minimo 2 mm, saldata, ripiegata e rinforzata opportunamente, sarà completo di sbarre principali e di derivazione dimensionate secondo i carichi e le correnti di corto circuito.

Ciascuno scomparto sarà composto dalle seguenti celle segregate tra loro:

- cella interruttore MT, allacciamento cavi e sezionatore di terra con porta esterna di accesso cernierata;
- cella sbarre omnibus (comune per tutto il quadro);
- cella per circuiti ausiliari BT con porta esterna di accesso cernierata.

Nei quadri saranno inseriti tutti gli interblocchi necessari per prevenire errate manovre, che possano compromettere l'efficienza delle apparecchiature e la sicurezza del personale addetto all'esercizio dell'impianto.

A valle del trasformatore ausiliari sarà installato un quadro BT utilizzato per l'alimentazione di tutte le utenze BT della CP Arnesano.

All'interno della cabina è previsto il sistema di misura dell'energia prodotta e scambiata dall'impianto in progetto è costituito da:

- Un Gruppo di Misura nel punto di consegna AT per l'energia ceduta;
- Un Gruppo di Misura per l'energia ceduta a monte del Trasformatore, quindi in MT;
- Un Gruppo di Misura per i consumi ausiliari della Stazione.

All'interno della cabina è infine previsto il sistema di Controllo Centrale di Impianto (CCI), con lo scopo di:

- monitoraggio raccogliendo informazioni dall'impianto e dalle unità di generazione utili ai fini della "osservabilità" della rete
- coordinamento dei diversi elementi costituenti l'impianto, affinché l'impianto stesso operi, nel suo complesso, in maniera da soddisfare le prescrizioni della Norma CEI 0-16
- scambio di informazioni fra l'impianto ed il gestore della rete

Il CCI riceverà e renderà disponibili in rete le seguenti grandezze:

- misure energia prodotta da ogni inverter fotovoltaico;
- segnalazione guasti o malfunzionamenti da ogni inverter fotovoltaico;
- comando a distanza inverter fotovoltaici;
- stato dispositivo generale a valle del trasformatore MT/AT;
- stato del sistema di protezione di interfaccia;
- misura dell'energia scambiata al punto di consegna.

7. INDIVIDUAZIONE INTERFERENZE

7.1. Reti esterne esistenti: interferenze ed interazioni

L'opera in progetto è destinata alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile pertanto le principali interazioni con le reti esistenti riguardano l'immissione dell'energia prodotta nella rete elettrica esistente.

L'energia prodotta dai moduli fotovoltaici, dopo aver subito la conversione da c.c. a c.a. a 600 V – 50 Hz trifase e l'innalzamento di Tensione BT/MT a 20 kV per mezzo degli appositi trasformatori (presenti sia negli MVPS sia nelle Cabine di Trasformazione), sarà convogliata, mediante linee interrate in MT a 20 kV, dapprima alle Cabine di Trasformazione e alle Cabine di Raccolta con scomparti di risalita delle linee, e successivamente al gruppo Cabine Utente e Consegna dei rispettivi impianti, il tutto ubicato all'interno delle aree di impianto.

Dalle CdC dei rispettivi impianti, a mezzo di n° 5 linee interrate MT a 20 kV ciascuna costituita da una terna di cavi da 185 m² (come da indicazioni nelle rispettive STMG), l'energia sarà convogliata alla CP Arnesano, in cui avviene la trasformazione di tensione da 20 a 150 kV.

Dalla CP Arnesano l'energia prodotta sarà convogliata alla nuova SE della RTN 150 kV, da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "CP Copertino – CP Lecce", previo potenziamento / rifacimento della direttrice RTN a 150 kV "CP Lecce – CP Copertino – CP Galatone" nel tratto compreso tra la nuova SE RTN 150 kV e la SE RTN di Galatina.

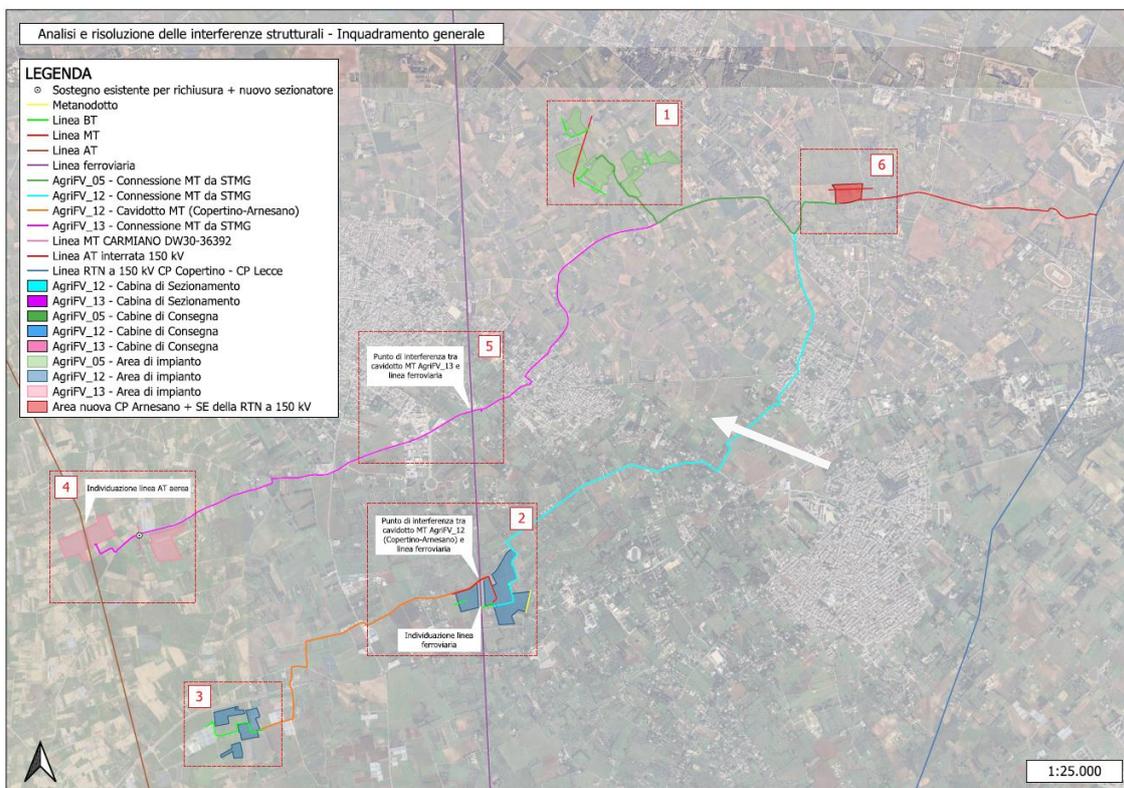


Figura 21 Individuazione interefrenze

7.2. Analisi aree impianto di connessione

Come individuabile nella figura precedente, le linee MT interrate in partenza dagli impianti AgriFV_05 ed AgriFV_12 interferiscono perpendicolarmente con la linea ferroviaria che congiunge i comuni di Carmiano e Copertino.

La presenza di tale infrastruttura comporta la necessità di effettuare un sottopasso con tecnica TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata) che permette la realizzazione delle linee elettriche di connessione degli impianti di produzione, garantendo l'attraversamento delle linee MT interrate senza generare discontinuità del servizio erogato dell'ente gestore.

Ad ogni modo, considerando l'estensione del progetto, non si esclude la presenza di ulteriori interferenze con infrastrutture gestite da enti terzi; pertanto la risoluzione di dette interferenze con altre eventuali reti interrate saranno individuate in fase esecutiva e l'attraversamento sarà realizzato in conformità a quanto indicato o prescritto dagli enti gestori delle reti stesse.

7.3. Analisi aree impianto di produzione

Le aree nella disponibilità del proponente, in linea generale, risultano essere interessate dall'attraversamento di:

- Linee Ferroviarie
- Metanodotti
- Linee in bassa tensione
- Linee in media tensione
- Linee in alta tensione

Il progetto prevede in estrema sintesi:

- il rispetto delle distanze di sicurezza dalle linee ferroviarie esistenti
- il rispetto delle distanze di sicurezza dalle AT, garantendone inoltre il passaggio ai fini della manutenzione.
- il rispetto delle distanze di sicurezza dal metanodotto esistente, garantendone inoltre il passaggio ai fini della manutenzione;
- L'esclusione dal progetto delle fasce di rispetto delle linee BT ed MT marginali alle aree nella disponibilità del proponente.

Diversamente, per le aree di installazione dei moduli fotovoltaici che interferiscono con alcune linee elettriche a Media e Bassa Tensione, il proponente ne chiederà al Distributore, l'interramento e quindi la rimozione dei pali che ricadono all'interno delle aree di Impianto.

Per i dettagli tecnici si rimanda agli specifici elaborati, parti integranti del presente progetto:

I7SPTR4_ElaboratoGrafico_12 – Analisi e risoluzione delle intereferenze

I7SPTR4_ElaboratoGrafico_13 - Stralcio planimetrico spostamento linee e-distribuzione

I7SPTR4_DocumentazioneSpecialistica_22 -Relazione tecnica spostamento linee e-distribuzione.



8. GENERATORE FV – PRINCIPALI COMPONENTI

8.1. Moduli fotovoltaici

Come già accennato, è prevista l'installazione di **moduli fotovoltaici** in silicio monocristallino di potenza nominale unitaria pari a **780 Wp** e di dimensioni di circa **2.620 mm x 1.303 mm x 35 mm** ed un'efficienza pari al **22,84 %**.

Si precisa che i moduli riportati hanno carattere indicativo. La scelta dei moduli fotovoltaici sarà effettuata, nel rispetto della di potenza complessiva dell'impianto autorizzata dagli enti competenti e degli ingombri dimensionali dell'impianto individuati nel presente progetto definitivo in funzione all'offerta del mercato al momento della esecuzione delle opere.

8.2. Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori (tracker) monoassiali, ovvero strutture di sostegno mobili che nell'arco della giornata "inseguono" il movimento del sole orientando i moduli fotovoltaici su di essi installati da est a ovest, con range di rotazione completo del tracker da est a ovest pari a 110° ($-55^\circ/+55^\circ$), come indicato in figura.

I moduli fotovoltaici saranno installati sull'inseguitore su una sola fila con configurazione *portrait* (verticale rispetto l'asse di rotazione del tracker).

Il numero dei moduli posizionati su un inseguitore è variabile. **Nell'impianto in progetto avremo inseguitori da 13 ed inseguitori da 26 moduli.**

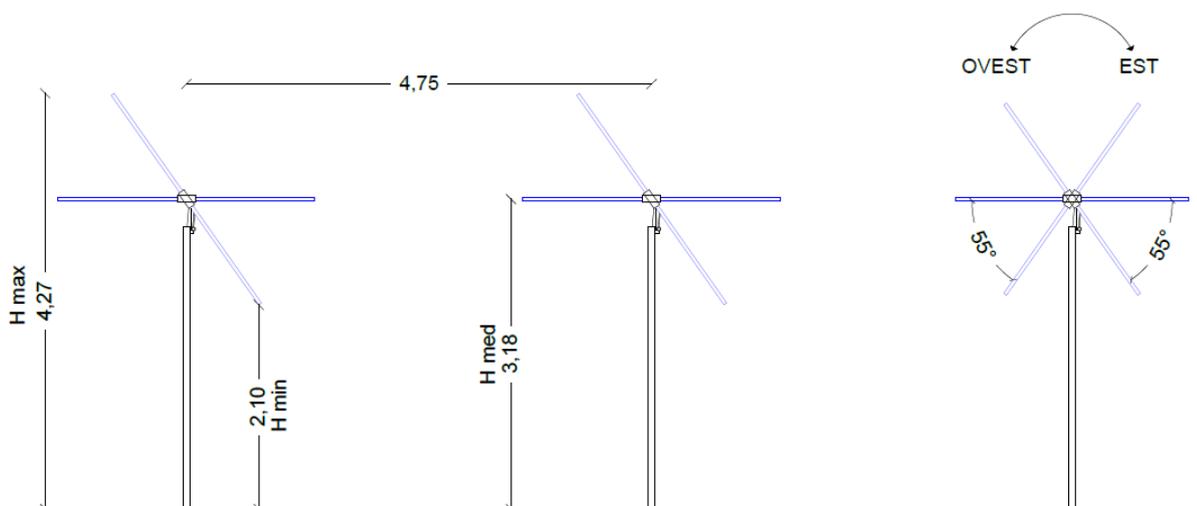


Figura 22 Dimensioni principali del tracker e angolo di rotazione

Ciascun tracker monofila si muove in maniera indipendente rispetto agli altri poiché ognuno è dotato di un proprio motore. La movimentazione dei tracker nell'impianto è controllata da un software che include un algoritmo di backtracking per evitare ombre reciproche tra file adiacenti.

Quando l'altezza del sole è bassa, i pannelli ruotano dalla loro posizione ideale di inseguimento per evitare l'ombreggiamento reciproco, che ridurrebbe la potenza elettrica delle stringhe. L'inclinazione non ideale riduce la radiazione solare disponibile ai pannelli fotovoltaici, ma aumenta l'output complessivo dell'impianto, in quanto globalmente le stringhe fotovoltaiche sono esposte in maniera più uniforme all'irraggiamento solare.

Da un punto di vista strutturale il tracker è realizzato in acciaio da costruzione in conformità agli Eurocodici, con maggior parte dei componenti zincati a caldo.

I tracker possono resistere fino a velocità del vento di **55 km/h**, ed avviano la procedura di sicurezza (ruotando fin all'angolo di sicurezza) quando le raffiche di vento hanno velocità superiore a 50 km/h. L'angolo di sicurezza non è zero (posizione orizzontale) ma un angolo diverso da zero, per evitare instabilità dinamica ovvero particolari oscillazioni che potrebbero danneggiare i moduli ed il tracker stesso.

Per quanto attiene le fondazioni i tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente "battuti" nel terreno. La profondità standard di infissione è di **1,5 m**, tuttavia in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire modifiche che tuttavia si prevede siano non eccessive. La scelta di questo tipo di inseguitore evita l'utilizzo di cemento e minimizza i movimenti terra per la loro installazione.



Figura 23 Infissione tipo del palo del tracker nel terreno



Figura 24 Esempio file di Tracker

8.3. Lay-out di impianto

In linea teorica l'asse di rotazione (asse principale del tracker) dovrebbe essere orientato nella direzione nord-sud (azimut 0°), tuttavia piccole rotazioni sono spesso apportate in relazione alla forma del terreno, allo scopo di aumentarne la copertura e quindi sfruttare al meglio tale "risorsa".

Nel caso in progetto l'azimut è di 0°, quindi l'asse di rotazione del tracker è perpendicolare all'asse est-ovest ed orientata nella direzione nord-sud.

L'interasse tra gli inseguitori è stato fissato in 4,75 m fornendo una "corsia utile" tra le file con tracker in posizione orizzontale. Anche questa scelta progettuale è stata dettata dalla necessità di sfruttare al meglio lo spazio a disposizione e comunque resa possibile dall'algoritmo di backtracking che controlla il movimento dei tracker e permette di muovere singolarmente gli inseguitori, dando inclinazioni diverse a file contigue di moduli ed evitando così gli ombreggiamenti nelle ore in cui il sole è più basso.

8.4. Dispositivi di conversione e trasformazione

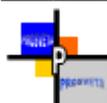
Il gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o inverter) attua il condizionamento e il controllo della potenza trasferita. Esso deve essere idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. In particolare il gruppo deve essere rispondente alle norme su EMC e alla Direttiva Bassa Tensione (73/23/CEE e successiva modifica 93/68/CEE).

I valori della tensione e della corrente d'ingresso di questa apparecchiatura devono essere compatibili con quelli del campo fotovoltaico cui è connesso, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita devono essere compatibili con quelli della rete del distributore alla quale viene connesso.

Nel caso del progetto in esame è prevista l'installazione sia di Shelter prefabbricati, ovvero cabinati preassemblati di fabbrica nei quali trovano spazio l'inverter centralizzato e il trasformatore BT/MT, sia di inverter di campo, ubicati in prossimità delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, da associarsi ai trasformatori ubicati nelle rispettive cabine di trasformazione,

8.4.1. Gruppi conversione/trasformazione (Shelter)

Come anticipato, nel progetto è prevista l'installazione di **Shelter prefabbricati**, ovvero cabinati preassemblati dal fornitore, dotati di fabbrica di Inverter centralizzato e Trasformatore MT/BT (gruppo conversione-trasformazione), che saranno installati nelle aree di impianto completamente recintate come precedentemente individuate.



In prossimità delle strutture di sostegno dei moduli saranno installati dei Quadri di Parallelo Stringhe, per la raccolta dell'energia prodotta in c.c. dai gruppi di moduli ed il convogliamento della stessa ai suddetti Shelter.

Ciascun gruppo di conversione / trasformazione è costituito da:

- un Inverter centralizzato (**n°1 da 2.800 kVA, n°1 da 2.930 kVA, n°6 da 4.000 kVA, n°1 da 4.200 kVA**) per la conversione della corrente proveniente dai Quadri di Parallelo Stringhe, da c.c. a c.a.;
- un trasformatore MT/BT (**n°1 da 2.800 kVA, n°1 da 2.930 kVA, n°6 da 4.000 kVA, n°1 da 4.200 kVA**) per l'innalzamento di tensione da 0,6 kV a 20 kV.

La corrente in uscita dal singolo gruppo di conversione/trasformazione viene convogliata nella più vicina Cabina di Raccolta.

È prevista l'installazione di 9 cabinati contenenti i gruppi di conversione/trasformazione, di dimensioni (L x P x H) 6,058 x 2,438 x 2,896 m.

8.4.2. Gruppi di conversione (inverter di campo)

In aggiunta ai gruppi Shelter prefabbricati, saranno installati in prossimità delle strutture di sostegno dei moduli gli inverter di campo, per la raccolta dell'energia prodotta in c.c. dalle varie stringhe fotovoltaiche afferenti al singolo inverter.

La funzione principale dell'inverter è quella di convertire la corrente continua dei moduli fotovoltaici in corrente alternata variando i parametri di ampiezza e frequenza, rendendola quindi adatta per l'immissione nella rete elettrica nazionale.

Nel progetto in esame è prevista l'installazione di n.35 inverter di stringa.

Suddetti inverter, di taglia compresa tra **250 kVA (n° 17 elementi) e 350 kVA (n° 18 elementi)** afferiranno l'energia raccolta alle Cabine di Trasformazione, in ognuna delle quali sarà installato un trasformatore MT/BT.

8.4.3. Gruppo di trasformazione (trasformatore BT/MT)

Come detto, la corrente uscente dal generatore fotovoltaico una volta convertita in alternata dagli inverter di campo verrà convogliata ai trasformatori BT/MT.

Nel progetto in esame è prevista l'installazione di n. 12 trasformatori in olio, di cui **n° 2 di taglia 400 kVA, n° 9 di taglia 1000 kVA, e n° 1 di taglia 1250 kVA**, ubicati ciascuno nella propria cabina di trasformazione, hanno lo scopo di elevare la tensione della corrente da 600 V a 20.000 V (tensione tipica della rete elettrica nazionale in media tensione).

8.5. Locali tecnici

8.5.1. Cabine di Trasformazione (CdT) e Cabine di Raccolta (CdR)

In linea generale le cabine elettriche svolgono la funzione di edifici tecnici adibiti a locali per la posa dei quadri, degli inverter, del trasformatore, delle apparecchiature di telecontrollo, di consegna e misura.

Nel particolare caso oggetto della presente relazione, le Cabine di Raccolta e quelle di Trasformazione saranno a struttura monoblocco del tipo prefabbricato ubicate all'interno dell'area di impianto.

In ciascuna di esse troveranno alloggio: il quadro generale in BT, il Quadro MT per l'arrivo e la partenza delle linee in cavo e gli organi di comando e protezione MT contenuti negli appositi scomparti; in aggiunta le Cabine di Trasformazione alloggeranno al loro interno i trasformatori MT/BT per l'innalzamento della tensione dell'energia in arrivo dagli inverter di campo.

La cabina tipo, come accennato, sarà a struttura prefabbricata (tuttavia in fase di progettazione esecutiva si potrà optare per una struttura gettata in opera), che pertanto non necessita di fondazioni in cemento, fatta eccezione per la base di supporto della cabina stessa che sarà costituita da una platea in cemento dello spessore di 30 cm ed armata con rete elettrosaldata 20x20 ϕ 10.

La cabina sarà dotata di impianto di illuminazione ordinario e di emergenza, forza motrice, alimentate da apposito quadro BT installato in loco, nonché di accessori normalmente richiesti dalle normative vigenti (schema del quadro, cartelli comportamentali, tappeti isolanti 30 kV, guanti di protezione 30 kV, estintore ecc.). Il sostegno dei circuiti ausiliari dei quadri per la sicurezza e per il funzionamento continuativo dei sistemi di protezione elettrica avverrà da gruppi di continuità (UPS) installati in loco.

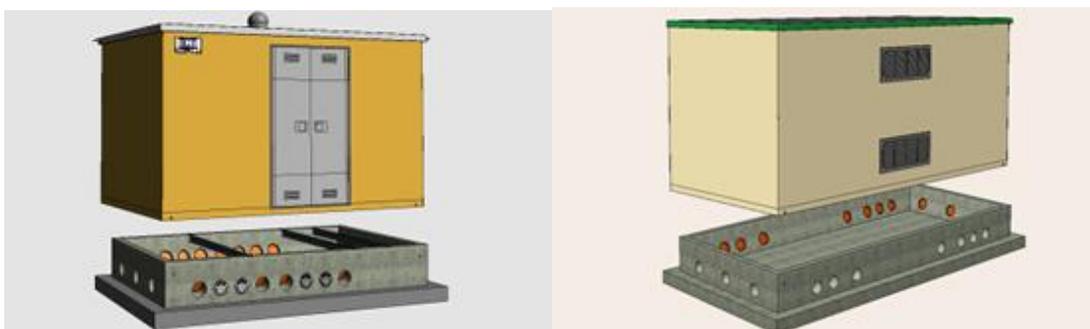


Figura 25 Tipico Cabina di Trasformazione prefabbricata monoblocco

In linea generale, il box viene realizzato ad elementi componibili (il che consente anche in fase esecutiva di modificare le dimensioni della Cabina prevista, semplicemente accoppiando altri elementi ma sempre rimanendo nella sagoma volumetrica del presente progetto) prefabbricati in cemento armato vibrato, materiale a bassa infiammabilità (come previsto dalla norma CEI 11-1 al

punto 6.5.2 e CEI 17-63 al punto 5.5) e prodotto in modo tale da garantire pareti interne lisce e senza nervature e una superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali come indicato nelle tavole allegate.

Il calcestruzzo utilizzato per la realizzazione degli elementi costituenti il box viene additivato con idonei fluidificanti-impermeabilizzanti al fine di ottenere adeguata protezione contro le infiltrazioni d'acqua per capillarità secondo quanto previsto dalla norma CEI 11-1 al punto 6.5.2.1.

Le dimensioni e le armature metalliche delle pareti sono sovrabbondanti rispetto a quelle occorrenti per la stabilità della struttura in opera, in quanto le sollecitazioni indotte nei vari elementi durante le diverse fasi di sollevamento e di posa in opera sono superiori a quelle che si generano durante l'esercizio.

Come appena detto, nelle cabine è prevista una fondazione prefabbricata in c.a.v. interrata, costituita da una o più vasche in c.a. unite e di dimensioni uguali a quelle esterne del box e di altezza variabile da 60 cm fino a 100 cm a seconda della tipologia impiegata.

Per l'entrata e l'uscita dei cavi vengono predisposti nella parete della vasca dei fori a frattura prestabilita, idonei ad accogliere le tubazioni in PVC contenenti i cavi; gli stessi fori appositamente flangiati possono ospitare dei passa cavi a tenuta stagna; entrambe le soluzioni garantiscono comunque un grado di protezione contro le infiltrazioni anche in presenza di falde acquifere.

L'accesso alla vasca avviene tramite una botola ricavata nel pavimento interno del box; sotto le apparecchiature vengono predisposti nel pavimento dei fori per permettere il cablaggio delle stesse.

Come già detto, il posizionamento delle Cabine di Raccolta e Cabine di trasformazione prevede la realizzazione di uno scavo a sezione ampia di profondità che varia dai 65 cm ai 100 cm a seconda delle dimensioni della cabina. Lo sbancamento sarà eseguito per un'area di 1 m oltre l'ingombro massimo della cabina in tutti i lati, questo per consentire la realizzazione dell'impianto di terra esterno secondo quanto previsto dalle specifiche Enel DG10061 ed. V, che a sua volta sarà collegato all'anello perimetrale di terra dell'impianto.

Il materiale di risulta dello scavo, sarà destinato al riutilizzo o al conferimento in idonea discarica.

All'interno delle Cabine confluisce l'energia proveniente dai gruppi di conversione DC/AC e di trasformazione MT/BT.

Nel particolare caso del presente progetto è prevista l'installazione di n. 9 Cabine di Raccolta e n. 12 Cabine di Trasformazione, di dimensioni pari a (L, P, H) 8,00 x 2,50 x 2,75 m.

8.5.2. Cabine Utente (CU)

Le Cabine Utente (*una per ogni lotto di impianto elettrico, rispettivamente n.3 per la sezione AgriFV_05, n.4 per la sezione AgriFV_12, n.2 per la sezione AgriFV_13*) raccolgono l'energia in arrivo delle Cabine di Raccolta e Cabine di Trasformazione e sempre tramite cavidotto interrato a 20 kV, la convogliano alle Cabine di Consegna per la consegna alla rete di distribuzione, in medesimo numero e collocazione delle CU.

All'interno delle Cabine Utente troveranno alloggio gli armadi di media tensione costituiti da scomparti per l'arrivo delle linee dalle CdC e dalle CdT, a loro volta costituiti da sezionatori motorizzati isolati in aria, con involucro metallico 36 kV.

In particolare sono previsti:

- n. 2 scomparti per le CU del Lotto 1 e Lotto 3 dell'impianto AgriFV_05;
- n. 1 scomparto per la CU del Lotto 2 dell'impianto AgriFV_05;
- n. 2 scomparti per le CU del Lotto 1 e Lotto 3 dell'impianto AgriFV_12;
- n. 2 scomparti per le CU del Lotto 2 e Lotto 4 dell'impianto AgriFV_12;
- n. 1 scomparto per la CU del Lotto 1 dell'impianto AgriFV_13;
- n. 2 scomparti per la CU del Lotto 2 dell'impianto AgriFV_13;
- n. 1 scomparto partenza linea con sezionatore di terra (risalita cavi con involucro metallico 36 kV) per la partenza verso la CdC.

Nel particolare caso del presente progetto è prevista l'installazione di n. 9 Cabine Utente, conforme alla specifica tecnica DG 2061 Ed.1 di ENEL e di dimensioni pari a (L, P, H) 3,28 x 2,48 x 2,75 m.

8.5.3. Cabine di Consegna (CdC)

La cabina di ricezione, meglio denominata come cabina di Consegna (CdC), è l'interfaccia tra l'impianto e la rete: essa sarà situata in posizione perimetrale all'impianto di produzione.

Le Cabine di Consegna (*una per ogni lotto di impianto elettrico, rispettivamente n.3 per la sezione AgriFV_05, n.4 per la sezione AgriFV_12, n.2 per la sezione AgriFV_13*) raccolgono l'energia in arrivo delle Cabine Utente e la convogliano verso la CP Arnesano tramite cavidotto MT interrato.

Le CdC appartenenti al singolo impianto sono inoltre collegate tra loro in configurazione entra – esce, secondo quanto prescritto dalla rispettiva STMG.

Tutti i cavidotti saranno costituiti da linee MT in cavo interrato in Alluminio della tipologia ARP1H5EX di sezione pari a 185mm².

All'interno delle Cabine di Consegna troveranno alloggio gli armadi di media tensione costituiti da:

- n.1 Scomparto per l'arrivo delle linee dalle Cabine Utente;
- n. 1 Scomparto per l'arrivo delle linee dalle Cabine di consegna del medesimo impianto;
- n. 1 scomparto partenza linea;
- Quadro in SF6 (con interruttore DY900);
- Quadro Utente in SF6 DY808

Come da specifica STMG tutti i componenti saranno dimensionati per correnti di corto circuito pari a 16 kA.

Nel particolare caso del presente progetto è prevista l'installazione di n. 9 Cabine di Consegna, conformi alla specifica tecnica DG 2092 Ed.3 di ENEL e di dimensioni pari a (L, P, H) 7,03 x 2,48 x 2,75 m.

8.5.4. Altri locali tecnici

All'interno dell'area di impianto AgriFV_13 è prevista l'installazione di n° 2 locali tecnici e di servizio, costituiti da cabine a struttura monoblocco del tipo prefabbricato, delle medesime dimensioni e tipologie delle CdR e CdT, ovvero pari a (L, P, H) 8,00 x 2,50 x 2,75 m, prive di qualsiasi scomparto elettrico.

L'installazione di tali locali ha scopo puramente logistico, di stoccaggio attrezzature e materiali non pericolosi, privi di qualsiasi cavo elettrico in arrivo o in partenza.

8.6. Trincee e cavidotti

Gli scavi a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi (trincee) avranno ampiezza variabile in relazione al numero di terne di cavi che dovranno essere posate (da 40 a 80 cm), avranno profondità variabile in relazione alla tipologia di cavi che si andranno a posare. Per i cavi BT la profondità di posa sarà di 0,8 m, per i cavi MT sarà di 1,2 m, per i cavi AT 1,6 m.

Il percorso sarà ottimizzato in termini di impatto ambientale, intendendo con questo che i cavidotti saranno realizzati, per quanto più possibile, al lato di strade esistenti ovvero delle piste di nuova realizzazione all'interno dell'area di impianto.

Per il dettaglio delle trincee si rimanda allo specifico elaborato "Sezioni tipo trincee e cavidotti".

8.7. Strade e piste di cantiere

Allo scopo di consentire la movimentazione dei mezzi nella fase di esercizio saranno realizzate delle strade di servizio (piste) all'interno dell'area di impianto. La viabilità sarà tipicamente costituita

da una strada perimetrale interna alla recinzione e da una serie di strade che attraversano trasversalmente le aree di impianto.

Le strade, di ampiezza pari a circa 3.5 m, saranno realizzate con inerti compattati di granulometria diversa proveniente da cave di prestito saturato con materiale tufaceo fine.

L'inserimento di teli drenanti sottostanti (tessuto non tessuto) faciliterà la rimozione ed il ripristino dei luoghi a fine vita dell'impianto.

La realizzazione delle strade prevede le seguenti operazioni:

- Scotico terreno per uno spessore massimo di 30 cm
- Posa in opera di geotessile;
- Realizzazione di strato di fondazione misto granulare di spessore 20 cm – pezzatura 70-100 mm;
- Rullatura dello strato di fondazione con idonei mezzi vibranti;
- Realizzazione piano viabile realizzato in misto cava spessore 10 cm – pezzatura 0/20 mm;
- Rullatura del piano viabile con idonei mezzi vibranti.

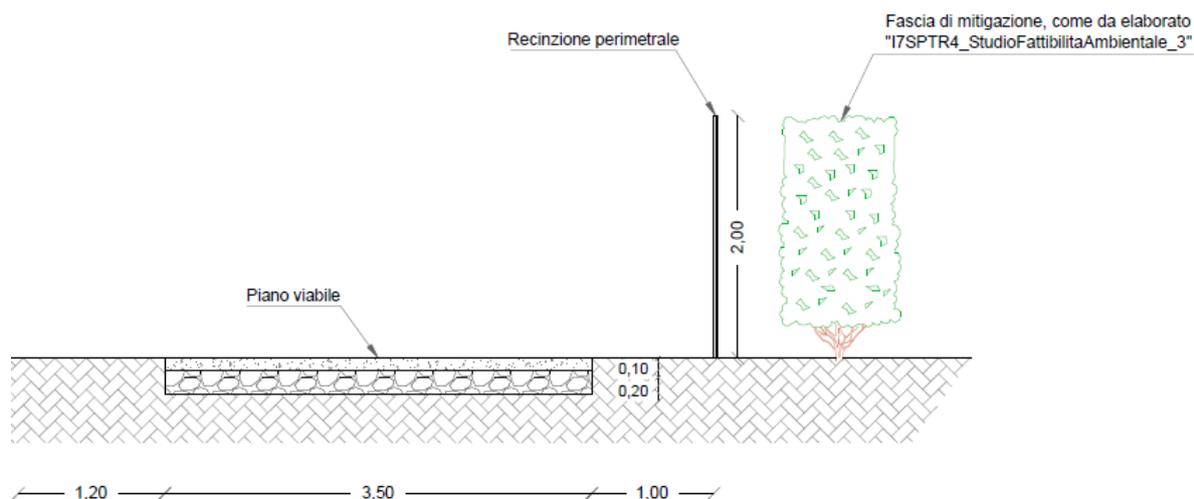


Figura 26 Sezione tipo viabilità interna con siepe esterna alla recinzione

In base alla tipologia del terreno di sottofondo riscontrato, potrebbe essere necessario l'utilizzo di telo di geo-tessuto ad ulteriore rinforzo del sottofondo, così da evitare cedimenti al passaggio dei mezzi di servizio, e crescita di erbe infestanti durante la fase di esercizio dell'impianto.

Il materiale di cui ai punti a) e c), potrà essere rinvenuto direttamente in sito durante le fasi di scavo per la posa delle Cabine tecniche.

Tale materiale potrà quindi essere riutilizzato, previa caratterizzazione, per la costituzione delle fondazioni stradali.

Ciò consentirà di ridurre notevolmente l'apporto di materiale da cave di prestito, riducendo così anche i costi dell'intero progetto.

Le strade perimetrali e quelle interne, seguiranno l'andamento orografico attuale, che di per se risulta pressoché pianeggiante.

8.8. Recinzione e cancello di ingresso

La recinzione dell'impianto sarà realizzata con pannelli (a rete) con **maglia sciolta 50x200 mm, di lunghezza pari a 2 m ed altezza di 2 m**, per assicurare un'adeguata protezione dalla corrosione il materiale sarà zincato e rivestito con PVC di colore verde. I pannelli saranno fissati a paletti di acciaio anche essi con colorazione verde. I paletti saranno infissi nel terreno e bloccati da piccoli plinti in cemento (dimensioni di riferimento 40x40x40 cm) completamente annegati nel terreno e coperti con terreno vegetale. Alcuni paletti saranno poi opportunamente controventati.

Alcuni dei moduli elettrosaldati saranno rialzati in modo da lasciare uno spazio verticale **di 30 cm circa tra terreno e recinzione, per permettere il movimento interno-esterno (rispetto all'area di impianto) della piccola fauna.**

I cancelli saranno realizzati in acciaio zincato anch'essi grigliati e sostenuti da paletti in tubolare di acciaio.

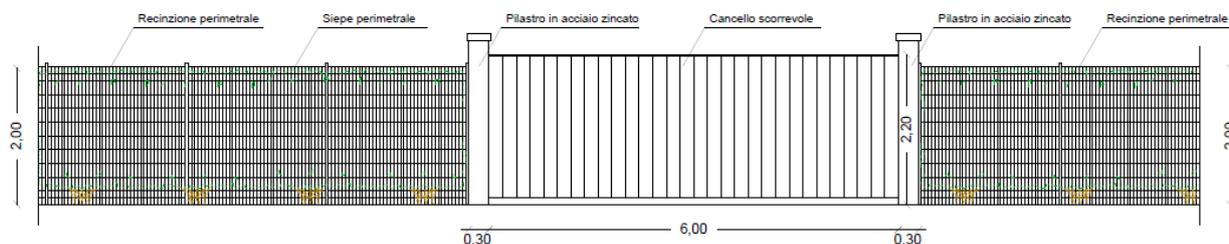


Figura 27 Particolare recinzione e cancello

Alle diverse sezioni di impianto si accede attraverso **n. 25 cancello metallico di tipo scorrevole**, di dimensioni pari a 6m x 2,20 m.

I cancelli saranno realizzati in acciaio zincato anch'essi grigliati e sostenuti da 2 pilastri in acciaio zincato pari a circa 0,30m x 0,30m. I pilastri saranno ancorati ad una trave di fondazione sulla quale sarà anche posizionato il binario per lo scorrimento dello stesso cancello.

Al di fuori della recinzione sarà installata una siepe perimetrale di altezza pari a quella della stessa recinzione, il cui scopo è quello di mitigare l'impatto visivo. Nei punti in cui è presente vegetazione spontanea esistente, la siepe potrebbe essere non installata.

In fase di progettazione esecutiva le caratteristiche della recinzione potrebbero subire modifiche.

8.9. Fascia tampone e di mitigazione visiva

Come nelle planimetrie in allegato tutta l'area porterà ad avere delle fasce "naturalistiche" con il duplice scopo di costituire delle fasce tampone e delle fasce naturalistiche di mitigazione paesaggistica.

Le fasce possono essere composte da un unico filare o da più filari di piante e si realizzano lungo i bordi de campi con moderne tecniche di impianto, alternando a seconda delle caratteristiche del sito e delle funzioni secondarie desiderate.

L'uso congiunto di alberi e arbusti è altamente raccomandabile, ove possibile, perché conferisce maggiore equilibrio all'ecosistema stesso e massimizza funzioni ambientali di grande rilievo come l'incremento della biodiversità, la creazione di nuovi habitat, l'aumento della capacità di filtro, la riduzione dell'erosione del suolo, la ricostruzione di un tessuto agroforestale nelle campagne e una generale riqualificazione degli agro-ecosistemi. La realizzazione e loro corretta coltivazione in aree agricole di nuove fasce tampone/naturalistiche, oltre a fornire un servizio di fitodepurazione diffusa aumentano e migliorano la biodiversità vegetale e faunistica.

Nel progetto in oggetto, la fascia predisposta lungo tutto il perimetro dell'area d'impianto inoltre mitigherà la vista diretta dei moduli fotovoltaici e delle strutture di sostegno ad osservatori anche posti nelle immediate vicinanze dell'impianto.

Il progetto sarà realizzato combinando *moduli vegetali*, che corrispondono a modelli di comunità vegetali ispirati a quelli attualmente presenti sul territorio e di cui si intende convenientemente favorirne la presenza. I moduli vegetali sono quattro: uno arboreo di specie spontanee del bosco di querce, uno arbustivo di specie spontanee della macchia di sclerofille, un filare di specie di liane spontanee e uno arbustivo di giuggioli tipico della tradizione rurale locale. La selezione di queste specie tiene conto delle condizioni bioclimatiche locali, caratterizzate da un elevato irraggiamento solare annuo e da una moderata continentalità climatica, che favoriscono la presenza di una vegetazione con un'ottima adattabilità agli stress idrici tipici delle stagioni estive aride.

La *misura di mitigazione* riguarda la realizzazione di fasce di vegetazione di ampiezza che varia da luogo a luogo, compresa tra 0,5 e 20,0 m, da realizzarsi lungo i perimetri delle aree dell'impianto agri-fotovoltaico. Il principale servizio richiesto da questa misura è di screening visivo. L'impiego di varie specie lianose contribuisce a ottimizzare questo risultato; infatti, queste si integrano perfettamente con la struttura della comunità biologica e con le sue funzioni ecologiche e inoltre, essendo in grado di accrescersi piuttosto rapidamente in ogni direzione, forniscono un rapido effetto di screening visivo.

Per ulteriori dettagli si rimanda agli specifici elaborati.

8.10. Sistema di videosorveglianza e di illuminazione

8.10.1. Video sorveglianza

L'accesso all'area recintata sarà sorvegliato automaticamente da un sistema di Sistema integrato Anti-intrusione composto da:

- n. **364 telecamere TVCC tipo fisso Day-Night**, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, ogni 40 m circa. Queste saranno installate su pali in acciaio zincato di altezza pari a m 3,50 ed ancorati su opportuno pozzetto di fondazione porta palo e cavi;
- cavo *alfa* con anime magnetiche, collegato a sensori microfonic, aggraffato alle recinzioni a media altezza, e collegato alla centralina d'allarme in cabina;
- barriere a microonde sistemate in prossimità della muratura di cabina e del cancello di ingresso;
- n.1 badge di sicurezza a tastierino, per accesso alla cabina;
- n.1 centralina di sicurezza integrata installata in cabina.

I sistemi appena elencati funzioneranno in modo integrato.

Il cavo *alfa* sarà in grado di rilevare le vibrazioni trasmesse alla recinzione esterna in caso di tentativo di scavalco o danneggiamento.

Le barriere a microonde rileveranno l'accesso in caso di scavalco o effrazione nelle aree del cancello e/o della cabina. Le telecamere saranno in grado di registrare oggetti in movimento all'interno del campo, anche di notte; la centralina manterrà in memoria le registrazioni.

I badges impediranno l'accesso alla cabina elettrica e alla centralina di controllo ai non autorizzati.

Al rilevamento di un'intrusione, da parte di qualsiasi sensore in campo, la centralina di controllo, alla quale saranno collegati tutti i sopradetti sistemi, invierà una chiamata alla più vicina stazione di polizia e al responsabile di impianto tramite un combinatore telefonico automatico e trasmissione via antenna *gsm*.

8.10.2. Illuminazione

L'impianto di illuminazione sarà realizzato lungo la recinzione perimetrale ed in prossimità delle cabine tecniche, pertanto sarà costituito da 2 sistemi:

- Illuminazione perimetrale costituito da:
 - Tipo lampada: Proiettori LED, Pn = 250W;
 - Tipo armatura: proiettore direzionabile;
 - Numero lampade: **728**;
 - Numero palificazioni: **364**;
 - Funzione: illuminazione stradale notturna e anti-intrusione;
 - Distanza tra i pali: circa 40 m.
- Illuminazione esterno cabina costituito da:

- Tipo lampade: Proiettori LED - 40W;
- Tipo armatura: corpo Al pressofuso, forma ogivale;
- Numero lampade: 4;
- Modalità di posa: sostegno su tubolare ricurvo aggraffato alla parete. Posizione agli angoli di cabina;
- Funzione: illuminazione piazzole per manovre e sosta.

Il suo funzionamento sarà esclusivamente legato alla sicurezza dell'impianto. Ciò significa che qualora dovesse verificarsi un'intrusione durante le ore notturne, il campo verrà automaticamente illuminato a giorno dai proiettori a led, installati sugli stessi pali montanti le telecamere dell'impianto di videosorveglianza. Quindi sarà a funzionamento discontinuo ed eccezionale. Inoltre la direzione di proiezione del raggio luminoso, sarà verso il basso, senza quindi oltrepassare la linea dell'orizzonte o proiettare la luce verso l'altro.

Da quanto appena esposto si può evincere che detto impianto di illuminazione è conforme a quanto riportato all'art.6 della L.R. N.15/05 “*Misure urgenti per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico*”, ed in particolare al comma 1, lettere a), b), e) ed f).

In fase di progetto esecutivo potranno essere apportati miglioramenti ai rapporti tra gli illuminamenti minimi e massimi e l'illuminamento medio.

8.11. Regimazione idraulica

Per la realizzazione dell'impianto:

- 1) non saranno realizzati movimenti del terreno (scavi o riempimenti);
- 2) le strade perimetrali ed interne saranno realizzate con materiale inerte semi permeabile e saranno mantenute alla stessa altezza del piano di campagna esistente;
- 3) la recinzione sarà modulare con pannelli a maglia elettrosaldata (o rete a maglia sciolta), alcuni moduli saranno rialzati di circa 30 cm rispetto al piano di campagna.

Questi accorgimenti progettuali non genereranno alterazioni piano altimetriche e permetteranno il naturale deflusso delle acque meteoriche. Ad ogni modo, qualora in alcuni punti lo si ritenga necessario la regimazione delle acque meteoriche verrà garantita attraverso la realizzazione di fossi di guardia lungo le strade o di altre opere quali canalizzazioni passanti sotto il piano stradale. Le cabine saranno leggermente rialzate rispetto al piano di campagna, tuttavia occupano una superficie piccola (meno di 100 mq) e pertanto si ritiene che non possano in alcun modo ostacolare il naturale deflusso delle acque.

9. CRONOPROGRAMMA DELLE OPERE

Per la realizzazione dell'opera è prevista l'esecuzione delle attività di seguito evidenziate:

1. Richiesta e ottenimento autorizzazioni
2. Progetto esecutivo
3. Contratto di appalto delle opere
4. Inizio lavori e cantierizzazione opere
5. Costruzione impianto
6. Commissioning
7. Connessione alla RTN
8. Ripristini alla chiusura del cantiere
9. Entrata in esercizio dell'impianto in progetto

9.1. Progettazione esecutiva

In sede di progettazione esecutiva si dovrà procedere alla redazione degli elaborati specialistici necessari alla cantierizzazione dell'opera, così come previsto dall'art. 33 del Decreto del Presidente della Repubblica 207/2010, ed in particolare come al comma 1:

“Il progetto esecutivo costituisce la ingegnerizzazione di tutte le lavorazioni e, pertanto, definisce compiutamente ed in ogni particolare architettonico, strutturale ed impiantistico l'intervento da realizzare. Restano esclusi soltanto i piani operativi di cantiere, i piani di approvvigionamenti, nonché i calcoli e i grafici relativi alle opere provvisoriale.

Il progetto è redatto nel pieno rispetto del progetto definitivo nonché delle prescrizioni dettate nei titoli abilitativi o in sede di accertamento di conformità urbanistica, o di conferenza di servizi o di pronuncia di compatibilità ambientale, ove previste. Il progetto esecutivo è composto dai seguenti documenti, salva diversa motivata determinazione del responsabile del procedimento ai sensi dell'articolo 15, comma 3, anche con riferimento alla loro articolazione:

- a) *relazione generale;*
- b) *relazioni specialistiche;*
- c) *elaborati grafici comprensivi anche di quelli delle strutture, degli impianti e di ripristino e miglioramento;*
- d) *ambientale;*
- e) *calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti;*
- f) *piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti;*
- g) *piano di sicurezza e di coordinamento di cui all'articolo 100 del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, e quadro di incidenza della manodopera;*
- h) *computo metrico estimativo e quadro economico;*
- i) *cronoprogramma;*

- j) *elenco dei prezzi unitari e eventuali analisi;*
- k) *schema di contratto e capitolato speciale di appalto;*
- l) *piano particellare di esproprio.*

Il progetto esecutivo dovrà tenere presente le indicazioni qui di seguito riportate.

9.1.1. Scelta moduli fotovoltaici

La scelta dei moduli fotovoltaici sarà effettuata in base alle caratteristiche dimensionali e di potenza individuate nel presente progetto definitivo ed in base all'offerta del mercato al momento della redazione dello stesso progetto esecutivo.

9.1.2. Calcoli strutture

Il dimensionamento delle strutture in c.a. e metalliche, dovrà essere effettuato in conformità a quanto previsto dalla normativa vigente (*D.M. 14 gennaio 2008 - Norme tecniche per le costruzioni*); la documentazione di calcolo dovrà essere depositata secondo quanto previsto dalla *L. R. n° 13/2001 art. 27 (già art. 62 L. R. n° 27/85)*. Il dimensionamento dovrà essere effettuato per le seguenti strutture:

- Struttura portante (fondazioni, strutture verticali, solai) dei locali tecnici (se gettate in opera);
- Platea di fondazione per il sostegno delle locali tecnici (quando prefabbricate);
- Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.

9.2. Cronoprogramma esecutivo e costruzione dell'impianto

Si ipotizza che la fase di realizzazione dell'impianto abbia una durata di **16 mesi** circa includendo le fasi di commissioning, ovvero collaudi e prove abbiano una durata di circa 1 mese, prima della connessione alla RTN

Per ulteriori dettagli relativi alla sola fase di realizzazione dell'impianto, si rimanda allo specifico documento "cronoprogramma dei lavori".

9.3. Ripristini alla chiusura del cantiere

Alla chiusura del cantiere, prima dell'inizio della fase di esercizio dell'impianto, gli eventuali terreni interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati fino al ripristino della geomorfologia pre-esistente.

10. ACCORGIMENTI SPECIFICI

La fase di costruzione dell'opera prevede una durata complessiva pari a circa **16 mesi**. L'avvio dei lavori sarà programmato in modo da non interferire con le esigenze della fauna presente, in particolare per quanto concerne il periodo riproduttivo delle specie ornitiche. L'analisi dell'intero ciclo di progettazione ed esecuzione delle opere, condotta durante la fase di pianificazione, pone in evidenza la necessità di compiere una valutazione sulle varie fasi di cantiere e sull'interdipendenza e la possibilità di sovrapposizione delle stesse, nonché la previsione dell'entità delle risorse da impiegare affinché ciascuna attività si svolga con il minor impatto possibile sull'ambiente circostante.

10.1. Deposito rifiuti

10.1.1. Fase di realizzazione

Durante la realizzazione dell'impianto, parte dell'area logistica di cantiere, sarà adibita allo stazionamento di più cassoni scarrellabili per la raccolta differenziata dei rifiuti. In particolare, a seconda dei regolamenti Comunali vigenti, ogni cassone sarà utilizzato per raccogliere un determinato materiale. Ad avvenuto riempimento degli stessi, una ditta specializzata provvederà al ritiro dei cassoni e quindi al conferimento del loro contenuto, a discarica autorizzata o ad impianto di recupero.

Si prevede quindi per ciascuna area recintata:

- N.1 cassone per carta e cartone;
- N.1 cassone per materiali metallici vari;
- N.1 cassone per materiale plastico;
- N.1 cassone per rifiuti RAEE;
- N.1 contenitori più piccoli uno per materiale organico uno per rifiuti indifferenziati.

10.1.2. Fase di esercizio

Durante la fase di esercizio dell'impianto, e in particolare durante le fasi di manutenzione, tutti i materiali da destinare a rifiuto, saranno immediatamente smaltiti di volta in volta in centri di raccolta a seconda della loro tipologia. ***Non è pertanto previsto accumulo o deposito di materiale.***

10.2. Strutture prefabbricate rimovibili

Durante la fase di realizzazione dell'impianto, nell'area logistica di cantiere, è prevista l'installazione di strutture prefabbricate da adibire a:

- Uffici per il personale tecnico;
- Spogliatoi;

- Bagni con docce in numero commisurato alla forza lavoro ed in ottemperanza a quanto stabilito dal D.Lgs 81/08;
- Locali da adibire a mensa.

L'area logistica sarà inoltre dotata di fornitura elettrica di cantiere ed i bagni/docce saranno collegati ad opportuno sistema di smaltimento delle acque nere/bianche.

Per la realizzazione del cavidotto esterno MT per il collegamento dell'impianto alla Stazione Elettrica Utente, trattandosi di cantiere mobile, verranno utilizzati, per le necessità fisiologiche del personale addetto alla costruzione del cavidotto, bagni chimici rimovibili, che saranno periodicamente svuotati ed igienizzati.

Durante la fase di esercizio dell'impianto non è prevista all'interno dell'impianto, la presenza continuativa di personale, per cui non saranno realizzati servizi igienici.

Per eventuali attività di manutenzione straordinaria di maggiore durata, l'impianto agrivoltaico sarà dotato di appositi bagni chimici rimovibili.

10.3. Inquinamento della falda

In relazione al possibile inquinamento della falda acquifera durante le fasi di costruzione o esercizio dell'impianto in progetto, si precisa che:

- i pali di sostegno delle strutture di supporto dei moduli, saranno direttamente infissi nel terreno, quindi senza l'utilizzo di malte cementizie potenzialmente fonte di inquinamento del terreno;
- le sottofondazioni delle Cabine in magrone, saranno realizzate su fondo roccioso non poroso, utilizzando teli di tessuto non tessuto utili ad evitare lo sversamento al suolo del calcestruzzo prima della sua maturazione.
- Nella fase di esercizio non ci sono attività che prevedono sversamento di materiali inquinanti e non inquinanti. Per quanto attiene sversamenti accidentali dell'olio dei trasformatori, si fa presente che la presenza delle vasche di contenimento escludono che l'olio possa, anche solo in piccole quantità, riversarsi sul piano di campagna.

Per quanto sopra detto quindi, in relazione al tipo di attività da svolgere e alle modalità costruttive dell'impianto agrivoltaico nonché alle caratteristiche della falda, si esclude che l'attività di realizzazione ed esercizio dell'impianto agrivoltaico in progetto possa generare inquinamento della falda acquifera stessa, interagendo con essa.

Inoltre si precisa che, durante tutta la vita utile dell'impianto, la manutenzione delle aree avverrà con sfalci periodici di tipo meccanico, senza l'utilizzo di pesticidi e diserbanti, al fine di preservare tra gli altri anche la falda acquifera sotterranea., Non vi sarà dunque alcuna interazione tra le opere e gli interventi di progetto e il suo livello idrico.

10.4. Misure di mitigazione, compensazione e strategia ecologica

Il Progetto prevede l'adozione di una serie di misure atte a mitigare l'impatto della costruzione, esercizio e dismissione del medesimo sulle varie componenti ambientali caratterizzanti l'area d'intervento.

Alcune misure di mitigazione saranno adottate prima che prenda avvio la fase di cantiere, altre durante questa fase ed altre ancora durante la fase di esercizio del parco agrivoltaico.

Il progetto di ecologia applica al progetto di realizzazione dell'impianto agrivoltaico in oggetto, combina le misure di mitigazione e di compensazione ambientale in un'unica e integrata proposta che persegue una specifica strategia ecologica.

La *strategia ecologica* individua gli obiettivi del progetto collegandoli esplicitamente agli indirizzi normativi e alle linee guida, inserendo in questo modo le specifiche necessità del progetto agrifotovoltaico nel più ampio contesto di gestione territoriale. Obiettivo principale del progetto è fornire una soluzione ecologica e di verde pubblico che consenta l'integrazione dell'impianto agrifotovoltaico con il mosaico ambientale, valorizzi i beni ambientali presenti, ne incrementi la distribuzione spaziale e potenzi i servizi ecosistemici. Gli obiettivi specifici sono la connessione alla rete ecologica regionale, il mantenimento e ripristino di habitat e habitat di specie, il potenziamento di habitat e habitat di specie e la realizzazione di ecosistemi con funzione tampone/filtro.

Il progetto sarà realizzato combinando *moduli vegetali*, che corrispondono a modelli di comunità vegetali ispirati a quelli attualmente presenti sul territorio e di cui si intende convenientemente favorirne la presenza. I moduli vegetali sono quattro: uno arboreo di specie spontanee del bosco di querce, uno arbustivo di specie spontanee della macchia di sclerofille, un filare di specie di liane spontanee e uno arbustivo di giuggioli tipico della tradizione rurale locale. La selezione di queste specie tiene conto delle condizioni bioclimatiche locali, caratterizzate da un elevato irraggiamento solare annuo e da una moderata continentalità climatica, che favoriscono la presenza di una vegetazione con un'ottima adattabilità agli stress idrici tipici delle stagioni estive aride.

Il progetto si compone di due misure, una di mitigazione, direttamente collegata a diminuire gli impatti ambientali, e una di compensazione, indirizzata al miglioramento delle condizioni complessive dell'ambiente interessato. La *misura di mitigazione* riguarda la realizzazione di fasce di vegetazione di ampiezza che varia da luogo a luogo, compresa tra 0,5 e 20,0 m, da realizzarsi lungo i perimetri delle aree dell'impianto agrifotovoltaico. Il principale servizio richiesto da questa misura è di screening visivo. L'impiego di varie specie lianose contribuisce a ottimizzare questo risultato; infatti, queste si integrano perfettamente con la struttura della comunità biologica e con le sue funzioni ecologiche e inoltre, essendo in grado di accrescersi piuttosto rapidamente in ogni direzione, forniscono un rapido effetto di screening visivo.

La *misura di compensazione* riguarda la piantumazione di aree a bosco di querce e a vegetazione arbustiva. I principali servizi ecosistemi attesi da queste soluzioni sono il mantenimento, il ripristino

o il potenziamento di habitat e habitat di specie, nonché il potenziamento della connessione alla rete ecologica regionale.

Sia le aree adibite alla mitigazione che quelle per la compensazione, come verificato attraverso modellistica avanzata, giocheranno altresì un ruolo essenziale nella mitigazione del microclima locale, riducendo la temperatura media dell'area e migliorando la qualità dell'aria circostante.

Sono previste due modalità di approvvigionamento del materiale propagativo: l'acquisto da vivai certificati e la produzione *ad hoc* partendo da germoplasma locale. La combinazione di queste modalità è una soluzione per provvedere alla produzione delle quantità necessarie di piante delle specie non disponibili in commercio. Saranno utilizzate esclusivamente piante di specie appartenenti alla flora locale e germoplasma raccolto dai popolamenti presso il sito di progetto nel rispetto degli standard di biosicurezza.

Complessivamente, il progetto prevede l'allestimento di 3,42 ha di bosco di querce, coerentemente con le potenzialità ecologiche del sito, di 3,14 ha di siepi di specie della macchia mediterranea arbustive e lianose, e di 0,27 ha di ulteriori formazioni arbustive.

10.5. Ripristino dello stato dei luoghi

Terminata la costruzione, i terreni eventualmente interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati.

Nel dettaglio tali operazioni interesseranno le seguenti superfici:

- Area principale di cantiere: ripristino di tutta la superficie interessata;
- Altre superfici: aree interessate dal deposito dei materiali rivenienti dagli scavi e dai movimenti materie.
- Eventuale ripristino muretti a secco, rispettando le dimensioni originarie e riutilizzando per quanto più possibile il pietrame originario.

Le operazioni di ripristino consisteranno in:

- Rimozione del terreno di riporto o eventuale rinterro, fino al ripristino della geomorfologia pre-esistente;
- Finitura con uno strato superficiale di terreno vegetale;
- Idonea preparazione del terreno per l'attecchimento.

Particolare cura si osserverà per:

- eliminare dalla superficie della pista e/o dell'area provvisoria di lavoro, ogni residuo di lavorazione o di materiali;
- provvedere al ripristino del regolare deflusso delle acque di pioggia attraverso la rete idraulica costituita dalle fosse campestri, provvedendo a ripulirle ed a ripristinarne la sezione originaria;

- dare al terreno la pendenza originaria al fine di evitare ristagni.



11. PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO E RIPRISTINO DEI LUOGHI

Il Piano di Dismissione e Ripristino dei luoghi è il documento che ha lo scopo di fornire una descrizione di tutte le attività e relativi costi, da svolgersi a “*fine vita impianto*”, per riportare lo stato dei luoghi alla condizione ante-operam.

Per la trattazione specifica e per le modalità di smaltimento di tutti i componenti di impianto (raggiunta la fine vita dello stesso, a valle della sua dismissione) si rimanda al documento “*Piano di dismissione e ripristino*”.

12. COSTI E BENEFICI

Per considerare correttamente l'efficienza dell'investimento e la convenienza derivante dalla realizzazione del Progetto proposto dal punto di vista territoriale, si riporta una valutazione dei benefici e dei costi dell'intervento sia a livello locale (considerando solo i flussi di benefici e *costi esterni* che si verificano localmente), sia a livello globale (considerando i flussi di benefici e costi che si verificano a livello globale).

12.1. Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE

L'effettivo costo dell'energia prodotta con una determinata tecnologia, è dato dalla somma dei costi industriali e finanziari sostenuti per la generazione elettrica lungo l'intero arco di vita degli impianti (*LCOE Levelized Cost of Electricity*) e dei *Costi Esterni* al perimetro dell'impresa sull'ambiente e sulla salute.

Nel fotovoltaico la voce più rilevante del LCOE è la tecnologia (42%), seguita dal costo del capitale (38%) e dall'O&M (20%). Gli impianti commerciali (100 kW) registrano un LCOE di 97,3 €/MWh medio, in crescita del 34% rispetto al 2021: si va dai 75,1 €/MWh della Spagna ai 116,6 €/MWh del Nord Italia. I ricavi hanno un LCOE (ricavo medio per unità di elettricità generata) di 86,2 €/MWh medio, vicini ai livelli del 2021 (+1,4%). Gli utility scale (1 MW) segnano un LCOE di 73,6 €/MWh (+29% sul 2021), con la Spagna che esprime sempre il dato più basso (57,9 €/MWh), mentre la Polonia quello più elevato (81,5 €/MWh). Per i ricavi gli utility scale vedono un LCOE in crescita nelle aste rispetto al 2021 (+5,5%) ma non sufficiente a garantire una redditività positiva (Fonte: **Irex Report di Althesys, 2023**).

Per il calcolo del LCOE si tengono in conto:

- (i) i costi industriali di realizzazione dell'impianto,
- (ii) i costi finanziari,

- (iii) i costi operativi e di manutenzione dell'impianto che si ripetono annualmente. Inoltre tale valore tiene in conto anche del tasso di rendimento netto (depurato dall'inflazione), che remunera il capitale dell'investimento iniziale.

In definitiva il valore del LCOE tiene in conto anche la remunerazione della società che detiene l'impianto.

Per l'impianto in esame del tipo utility scale è evidente che l'LCOE è in realtà più basso rispetto alla media europea poiché l'impianto è localizzato nel sud Europa in un'area in cui il livello di irraggiamento è di molto superiore alla media. Inoltre le dimensioni dell'impianto permettono di avere economie di scala nei costi di costruzione, gestione e manutenzione dell'impianto.

Analizziamo di seguito qual è il prezzo di vendita (medio) dell'energia in Italia, per paragonarlo con LCOE della produzione di energia da fonte solare fotovoltaica. Verificheremo che il prezzo di vendita è paragonabile al costo di produzione. A tal proposito riportiamo l'andamento grafico del prezzo di vendita dell'energia (PUN – Prezzo Unico Nazionale) in Italia nel mese di luglio 2024 (Fonte: <https://www.mercatoelettrico.org/it/> - sito internet Gestore Mercato Elettrico)

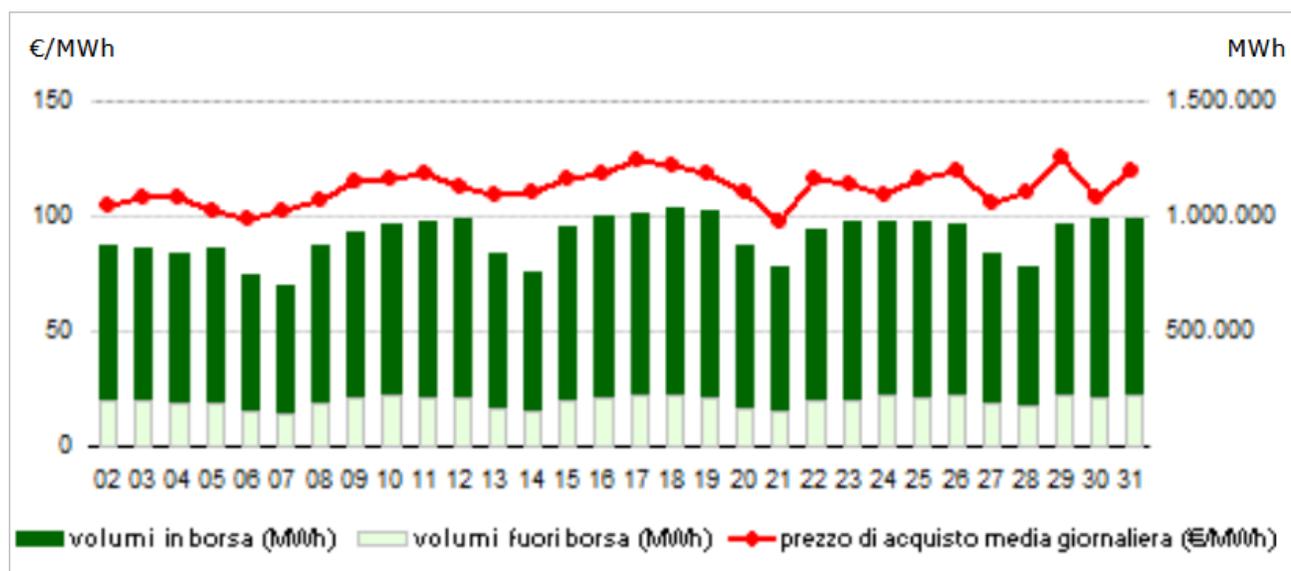


Figura 28 Andamento prezzo di vendita dell'energia - Luglio 2024

E ancora l'andamento del PUN nel periodo 2004-2023.

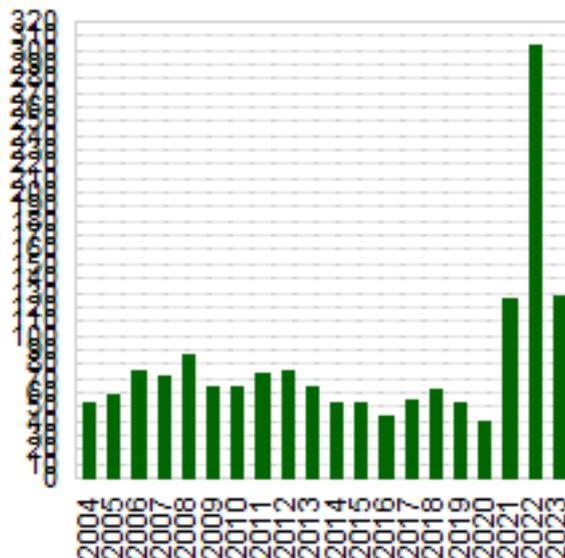


Figura 29 PUN (Prezzo medio di vendita dell'energia in Italia) in €/MWh

Dai grafici si evince che è stata ormai raggiunta la cosiddetta “*gridparity*” per il fotovoltaico, ovvero la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica è remunerata dal prezzo di vendita sul mercato dell'energia. Il prezzo medio di vendita dell'energia per il 2023 è pari a 127,24 €/MWh a fronte di un LCOE medio per il fotovoltaico che è pari a 73,6 €/MWh.

I dati sopra riportati, ovviamente fluttuanti tanto per il prezzo dell'energia, quanto per i costi di costruzione, confermano una tendenza e giustificano quanto sopra.

12.2. Costi Esterni

Per quanto visto al paragrafo precedente è evidente, che l'LCOE, considera costi industriale e finanziari, ma non considera i “costi esterni” generati dalla produzione di energia da fonte solare fotovoltaica.

La produzione di energia da fonti convenzionali fossili (carbone, petrolio, gas naturale) genera come noto un problema di natura ambientale che stimola ormai da decenni la ricerca di soluzioni alternative, in grado di far fronte ai futuri crescenti fabbisogni energetici in modo sostenibile, ovvero con impatti per quanto più possibile limitati sull'ambiente.

L'elemento strategico per un futuro sostenibile è certamente il maggior ricorso alle energie rinnovabili, le quali presentano la caratteristica della “rinnovabilità”, ossia della capacità di produrre energia senza pericolo di esaurimento nel tempo, se ben gestite; esse producono inoltre un tipo di energia “pulita”, cioè con minori emissioni inquinanti e gas serra. Tra queste il solare fotovoltaico, a terra o sui tetti, sembra essere al momento una delle tecnologie rinnovabili più mature con costi di produzione sempre più competitivi e vicini a quelli delle fonti fossili convenzionali.

Tuttavia anche il solare fotovoltaico, come d'altra parte tutte le energie rinnovabili ha il suo costo ambientale. I costi ambientali non rientrano nel prezzo di mercato e pertanto non ricadono sui

produttori e sui consumatori, ma vengono globalmente imposti alla società, ovvero si tratta **esternalità negative o diseconomie**. Tali costi sono tutt'altro che trascurabili e vanno identificati e stimati in ogni progetto.

Nella seconda metà degli anni Novanta del secolo scorso è stato sviluppato dall'Unione Europea un progetto denominato **ExternE** (Externalities of Energy), con l'obiettivo di sistematizzare i metodi ed aggiornare le valutazioni delle esternalità ambientali associate alla produzione di energia, con particolare riferimento all'Europa e alle diverse tecnologie rinnovabili. Il progetto in questione è basato su una metodologia di tipo bottom-up, la "Impact Pathway Methodology", per valutare i costi esterni associati alla produzione di energia. La metodologia del progetto ExternE, definisce prima gli impatti rilevanti e poi ne dà una quantificazione economica.

Le esternalità rilevanti nel caso di impianti per la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica sono dovute a:

1. sottrazione di suolo, in particolare sottrazione di superfici coltivabili;
2. Effetti sulla Idrogeologia;
3. Effetti microclimatici;
4. Effetti sull'attività biologica delle aree;
5. Fenomeno dell'abbagliamento;
6. Impatto visivo sulla componente paesaggistica;
7. Costo dismissione degli impianti.

Inoltre nella quantificazione dei costi esterni si dà anche una quantificazione monetaria:

- Alle emissioni generate nella costruzione dei componenti di impianto;
- Ai residui ed emissioni generate durante la costruzione dell'impianto (utilizzo di mezzi pesanti per la costruzione e per il trasporto dei componenti, che generano ovviamente emissioni inquinanti in atmosfera;
- Ai residui ed emissioni nella fase di esercizio degli impianti (rumore, campi elettromagnetici, generazione di olii esausti);
- Ad eventi accidentali quali incidenti durante l'esercizio dell'impianto e incidenti sul lavoro durante la costruzione.

Lo Studio ExternE iniziato nella seconda metà degli anni Novanta, ha un ultimo aggiornamento del 2005. Successivamente altri studi sono stati redatti ed hanno stimato i costi esterni degli impianti fotovoltaici; in tabella riportiamo i dati sintetici di stima secondo diversi studi che hanno trattato l'argomento. In questi studi si cerca di dare quantificazione monetaria ad aspetti (emissioni e residui generati, rischio di incidenti, eventi accidentali) difficilmente monetizzabili; questo spiega la disparità di valori finali rilevati, e che comunque riportiamo ed utilizziamo, poiché comunque costituiscono un riferimento attendibile.

	Costi esterni fotovoltaico (€/MWh)
RSE, 2014	2,00
Ecofys, 2014	14,20
REN 21, 2012	7,69
ExternE, 2005	6,11
MEDIA	7,5

Nel prosieguo, pertanto assumeremo che il **Costo Esterno** prodotto dall'impianto fotovoltaico oggetto dello Studio è di **7,5 € per MWh prodotto**, ritenendo peraltro questo valore **ampiamente conservativo**.

12.3. Benefici globali

La produzione di energia da fonti rinnovabili genera degli indubbi benefici su scala globale dovuti essenzialmente alla mancata emissione di CO₂ ed altri gas che emessi in atmosfera sono nocivi per la salute umana, oltre ad essere una delle principali cause del cosiddetto cambiamento climatico. **I costi esterni evitati per mancata produzione di CO₂, tengono in conto le esternalità imputabili a diversi fattori collegate:**

- ai cambiamenti climatici: da una minore produzione agricola;
- ad una crescita dei problemi (e quindi dei costi) sanitari per i cittadini;
- dalla minor produttività dei lavoratori;
- dai costi di riparazione dei danni ambientali generati da fenomeni meteo climatici estremi.

Uno studio dell'Università di Stanford pubblicato nel 2015 ha fissato il "costo sociale" (o costo esterno) di ogni tonnellata di CO₂ emessa in atmosfera in 220 dollari. Valore ben superiore al volare di 37 \$/t di CO₂ (pari a circa 33 €/t di CO₂), che gli USA utilizzano come riferimento per ponderare le proprie strategie di politica energetica ed indirizzare le azioni di mitigazione climatica.

Il protocollo di Kyoto ha indicato, tra l'altro, ai Paesi sottoscrittori la necessità di creare dei mercati delle emissioni di CO₂ (Carbon Emission Market). Il primo mercato attivo è stato quello europeo chiamato EU ETS (European Emission Trading Scheme), esso è il principale strumento adottato dall'Unione europea per raggiungere gli obiettivi di riduzione della CO₂ nei principali settori industriali e nel comparto dell'aviazione. Il sistema è stato introdotto e disciplinato nella legislazione europea dalla Direttiva 2003/87/CE (Direttiva ETS), ed è stato istituito nel 2005.

Il meccanismo è di tipo *cap&trade* ovvero fissa un tetto massimo complessivo alle emissioni consentite sul territorio europeo nei settori interessati (cap) cui corrisponde un equivalente numero

“quote” (1 ton di CO₂eq. = 1 quota) che possono essere acquistate/vendute su un apposito mercato (trade). Ogni operatore industriale/aereo attivo nei settori coperti dallo schema deve “compensare” su base annuale le proprie emissioni effettive (verificate da un soggetto terzo indipendente) con un corrispondente quantitativo di quote. La contabilità delle compensazioni è tenuta attraverso il Registro Unico dell’Unione mentre il controllo su scadenze e rispetto delle regole del meccanismo è affidato alle Autorità Nazionali Competenti (ANC).

Le quote possono essere allocate a titolo oneroso o gratuito. Nel primo caso vengono vendute attraverso aste pubbliche alle quali partecipano soggetti accreditati che acquistano principalmente per compensare le proprie emissioni ma possono alimentare il mercato secondario del carbonio. Nel secondo caso, le quote vengono assegnate gratuitamente agli operatori a rischio di delocalizzazione delle produzioni in Paesi caratterizzati da standard ambientali meno stringenti rispetto a quelli europei (c.d. carbon leakage o fuga di carbonio). Le assegnazioni gratuite sono appannaggio dei settori manifatturieri e sono calcolate prendendo a riferimento le emissioni degli impianti più “virtuosi” (c.d. benchmarks, prevalentemente basati sulle produzioni più efficienti).

Indipendentemente dal metodo di allocazione, il quantitativo complessivo di quote disponibili per gli operatori (cap) diminuisce nel tempo imponendo di fatto una riduzione delle emissioni di gas serra nei settori ETS: in particolare, al 2030, il meccanismo garantirà un calo del 43% rispetto ai livelli del 2005.

L’EU ETS, in tutta Europa, interessa oltre 11.000 impianti industriali e circa 600 operatori aerei. In Italia sono disciplinati più di 1.200 soggetti che coprono circa il 40% delle emissioni di “gas serra” nazionali.

I diritti europei per le emissioni di anidride carbonica, in pratica i “*permessi ad inquinare*”, sono stati scambiati nel 2018 ad un prezzo medio di 15,43 €/t CO₂, come chiaramente indicato nella tabella sotto. I prezzi di aggiudicazione ottenuti dall’Italia sono i medesimi degli altri Stati membri aderenti alla piattaforma comune europea

Tabella 4: Proventi d'asta mensili per l'Italia nel 2018 da quote EUA

Anno	Mese	Quote collocate Italia	Prezzo d'aggiudicazione IT €/tCO2	Proventi italiani €
2018	gennaio	7.667.000	€ 8,36	€ 64.117.030
	febbraio	8.364.000	€ 9,33	€ 78.057.030
	marzo	8.364.000	€ 11,27	€ 94.227.430
	aprile	9.061.000	€ 13,19	€ 119.558.025
	maggio	6.273.000	€ 14,89	€ 93.391.030
	giugno	8.364.000	€ 15,18	€ 126.972.490
	luglio	9.758.000	€ 16,26	€ 158.637.200
	agosto	4.158.000	€ 18,61	€ 77.369.985
	settembre	7.667.000	€ 21,74	€ 166.694.520
	ottobre	9.758.000	€ 19,49	€ 190.169.480
	novembre	9.061.000	€ 18,77	€ 170.061.030
	dicembre	4.862.500	€ 20,74	€ 100.846.180
Totale		93.357.500	€ 15,43	€ 1.440.101.430

Figura 30 Prezzo medio ponderato delle EUA (European Union Allowances) nel 2018-(Fonte GSE – Rapporto Annuale aste di quote europee di emissione)

Tuttavia tale valore è destinato sicuramente a salire in relazione a situazioni contingenti (Brexit), ma anche, come detto in considerazione che il meccanismo stesso prevede una diminuzione nel tempo (fino a 2030) di quote disponibili per gli operatori (cap).

In relazione a questi fatti già nell'aprile del 2019 l'EUA è salito a 26,89 €/t CO₂, ed è intuibile che questo valore cresca. **È evidente, inoltre, che il valore dell'EUA costituisca una indicazione oggettiva del costo esterno associato all'emissione di CO₂ in atmosfera.**

Sulla base delle considerazioni sopra esposte possiamo considerare **sempre a titolo conservativo e prudentiale**, valido il valore di **33 €/t di CO₂ emessa in atmosfera come costo esterno** (ovvero il costo utilizzato negli USA) da prendere in considerazione per la valutazione dei benefici (globali) introdotti dalla mancata emissione di CO₂ per ogni kWh prodotto da fonte fotovoltaica.

Sulla base del mix di produzione energetica nazionale italiana, ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale) in uno studio del 2015, valuta che la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di **554,6 g CO₂**. Tale valore tiene anche in conto il fatto che sebbene nella fase di esercizio le fonti rinnovabili non producano emissioni nocive, nella fase di costruzione dei componenti di impianto (p.e. moduli fotovoltaici), si genera una pur piccola quantità di emissioni di gas nocivi con effetto serra.

In considerazione dei dati sopra riportati, in definitiva possiamo considerare che per ogni kWh prodotto dall'impianto in oggetto si abbia una mancata emissione di CO₂ in atmosfera quantificabile da un punto di vista monetario in:

$$0,033 \text{ €/kg} \times 0,5546 \text{ kg/kWh} = 0,018 \text{ €/kWh}$$

Nel caso specifico del progetto, l'impianto ha una potenza installata di 50.963,64 kWp e una produzione specifica annua netta attesa di circa 1.596 kWh/kWp; pertanto, la produzione annua si attesta su circa 81.337.696 kWh.

Pertanto, il beneficio annuo per mancata emissione di CO₂ è pari a:

$$81.337.696 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 1.464.083,45 \text{ €/anno.}$$

Confrontando con il costo esterno dell'impianto, pari a 7,5 MWh (0,0075 €/kWh) e quindi complessivo per l'impianto in studio pari a

$$81.337.696 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 610.034,77 \text{ €/anno}$$

Risulta evidente che il beneficio annuo per mancata emissione di CO₂ ed il costo esterno dell'impianto in progetto, risulta evidente il bilancio positivo in termini di benefici globali.

Altri benefici globali o meglio non locali, peraltro difficilmente quantificabili in termini monetari, almeno per un singolo impianto, sono:

- 1) La riduzione del prezzo dell'energia elettrica. Negli anni il prezzo dell'energia elettrica è sceso per molte cause: calo della domanda (dovuta alla crisi economica), calo del prezzo dei combustibili, aumento dell'offerta. La crescita di eolico e fotovoltaico con costi marginali di produzione quasi nulli ha contribuito ad abbassare i prezzi sul mercato dell'energia, portando a forti riduzioni del PUN. Ricordiamo a tal proposito che per l'impianto in progetto non sono previsti incentivi statali (impianto in *grid parity*);
- 2) Riduzione del *fuelrisk* e miglioramento del mix e della sicurezza nazionale nell'approvvigionamento energetico. La crescente produzione da fonti rinnovabili comporta una minore necessità di importazione di combustibili fossili, riducendo la dipendenza energetica dall'estero;
- 3) Altre esternalità evitate. La produzione di energia da combustibili fossili comporta oltre alle emissioni di CO₂, anche l'emissione di altri agenti inquinanti NH₃, NO_x, NMVOC, PM e SO₂, che generano aumento delle malattie, danni all'agricoltura, e agli edifici, che generano ulteriori costi esterni, ovvero costi sociali, evitabili con un diverso mix energetico;
- 4) Altre ricadute economiche dirette. La realizzazione di impianti quali quello in progetto generano un valore aggiunto per tutta la catena del valore della filiera nelle fasi di finanziamento dell'impianto (banche, compagnie assicurative, studi legali, fiscali, notarili), realizzazione dei componenti (ad esempio inverter, strutture di sostegno dei moduli),

progettazione, installazione, gestione e manutenzione dell'impianto ed ovviamente anche nella produzione di energia;

- 5) Altre ricadute economiche indirette. La crescita di una filiera comporta un aumento di PIL e quindi di ricchezza pubblica e privata del Paese, con effetti positivi sui consumi, sulla creazione di nuove attività economiche e nei servizi.

Infine, è proficuo rammentare che la realizzazione dell'impianto in progetto è in linea con quanto definito nella SEN (Strategia Energetica Nazionale). La SEN si pone come obiettivi al 2030:

- l'aumento della competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei;
- il miglioramento della sicurezza nell'approvvigionamento e nella fornitura dell'energia;
- la decarbonizzazione del sistema di approvvigionamento energetico.

È evidente che un ulteriore sviluppo delle energie rinnovabili costituisce uno dei punti principali (se non addirittura il principale) per il conseguimento degli obiettivi del SEN. Benché l'Italia abbia raggiunto con largo anticipo gli obiettivi rinnovabili del 2020, con una penetrazione del 17,5% sui consumi già nel 2015, l'obiettivo indicato nel SEN è del 28% al 2030. In particolare le rinnovabili elettriche dovrebbero essere portate al 48-50% nel 2030, rispetto al 33,5% del 2015. Il SEN propone di concentrare l'attenzione sulle tecnologie rinnovabili mature, quali il fotovoltaico, il cui LCOE è vicino al *market parity*, che dovranno essere sostenute non più con incentivi alla produzione ma con sistemi che facilitino gli investimenti.

In definitiva tralasciando gli aspetti strategici legati alla produzione di energia rinnovabile all'interno del territorio nazionale, che pure è un aspetto che produce effetti benefici per la comunità nazionale, così come ampiamente evidenziato nella SEN, è evidente che la realizzazione dell'impianto in progetto comporterebbe dei benefici globali ben superiori al costo esterno generato dalla stessa realizzazione dell'impianto.

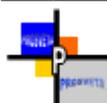
12.4. Benefici locali

A fronte dei benefici globali sopra individuati e quantificati dobbiamo considerare, d'altra parte, che i costi esterni sono sopportati soprattutto dalla Comunità e dall'area in cui sorge l'impianto, dal momento che gli impatti prodotti dall'impianto sono quasi esclusivamente locali.

Vediamo allora quali sono le contropartite *economiche* del territorio a fronte dei costi esterni sostenuti.

1. Innanzi tutto i comuni, in cui è prevista l'installazione dell'impianto, percepiranno in termini di IMU un introito annuale stimabile in circa (valori medi) 1.000,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto e quindi complessivamente:

$$71,5206 \text{ ha} \times 1.000,00 \text{ €/ha} = 71.520,60 \text{ €/anno}$$



2. I proprietari dei terreni percepiranno mediamente (valore stimato sulla base di dati medi per i terreni della zona) da altri impianti **2.500,00 €** per ogni ettaro occupato dall'impianto per la cessione del diritto di superficie, e quindi:

$$71,5206 \text{ ha} \times 2.500,00 \text{ €/ha} = 178.801,50 \text{ €/anno}$$

3. L'attività di gestione e manutenzione dell'impianto è stimata essere di 20.000,00 €/MWp ogni anno. Assumendo cautelativamente che solo il 20% (4.000,00 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali (sorveglianza, tagli del verde, piccole opere di manutenzione), stimiamo cautelativamente un ulteriore vantaggio economico per il territorio di:

$$50,964 \text{ MW} \times 4.000,00 \text{ €/MWp} = 203.854,56 \text{ €/anno}$$

4. Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo di 733.411,57 €/MWp. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il 20% (146.682,31 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$50,964 \text{ MW} \times 146.682,31 \text{ €/MWp} = 7.475.464,67 \text{ €}$$

Non considerando (conservativamente) alcun tasso di attualizzazione e dividendo semplicemente per 20 anni (durata presunta del periodo di esercizio dell'impianto), abbiamo:

$$4.620.600,00 / 20 \text{ anni} = 373.773,23 \text{ €/anno}$$

In pratica consideriamo un introito diretto ed ulteriore per il Territorio di circa 373.773,23 euro ogni anno per 20 anni.

5. Infine, per la gestione operativa di un impianto di **50.964 MWp**, necessita l'assunzione di almeno 6 operatori che con cadenza giornaliera si rechino presso l'impianto. Necessariamente pertanto queste maestranze dovranno essere locali. La ricaduta economica sul territorio è quantificabile in **180.000,00 €/anno**.

Infine, tra i benefici locali non andiamo a quantificare introiti legati soprattutto alle attività di consulenza, quali servizi tecnici di ingegneria, servizi di consulenza fiscale, che tipicamente (ma non necessariamente) sono affidati a professionisti locali.

In definitiva abbiamo la seguente quantificazione **prudenziale** dei benefici locali.

	BENEFICI LOCALI	
1. IMU	71.520,60	€/anno
2. Diritto di superficie a proprietari dei terreni	178.801,50	€/anno
3. Manutenzione impianto	203.854,56	€/anno
4. Lavori di costruzione	373.773,23	€/anno
5. Gestione operativa	180.000,00	€/anno
TOTALE	1.007.949,89	€/anno

In tabella è riportato il confronto tra la quantificazione dei costi esterni, benefici locali, benefici locali, ribadendo peraltro che i benefici globali e locali sono sicuramente sottostimati.

COSTI ESTERNI	BENEFICI GLOBALI	BENEFICI LOCALI
610.034,77 €/anno	1.464.083,45 €/anno.	1.007.949,89 €/anno

È evidente dalle stime effettuate che:

- I **BENEFICI GLOBALI** sono **superiori** rispetto ai **COSTI ESTERNI**;
- I **BENEFICI LOCALI** sono **superiori** rispetto ai **COSTI ESTERNI**;

In definitiva, il bilancio costi – benefici riferito all'impianto in progetto è sempre positivo.

13. ELENCO NULLA OSTA, PARERI, AUTORIZZAZIONI DA ACQUISIRE

Per la realizzazione dell'impianto sarà:

- inoltrata istanza di Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs 387/03;
- avviata procedura di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi del D.Lgs 152/06

Ad Autorizzazione Unica ottenuta si procederà ad ottenere i nulla osta dagli enti gestori delle strade interessate dal passaggio e dalla permanenza del Cavidotto interrato.

Si riporta, di seguito, l'elenco puntuale degli Enti deputati al rilascio di autorizzazioni, intese, concessioni, pareri, nulla osta e assensi comunque denominati, necessari alla realizzazione ed esercizio dell'impianto in progetto:

1	Regione PUGLIA Area politica per lo sviluppo economico, il lavoro e l'innovazione - Servizio energie rinnovabili, reti ed efficienza energetica ufficio.energia@pec.rupar.puglia.it
2	Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Autorizzazioni Ambientali
3	Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Ciclo Rifiuti e Bonifica
4	Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Lavori Pubblici
5	Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Tutela e Valorizzazione del Paesaggio
6	Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Urbanistica
7	Dipartimento Risorse Finanziarie e Strumentali, Personale e Organizzazione - Sezione Demanio e Patrimonio
8	Comune di Carmiano (LE)
9	Comune di Novoli (LE)
10	Comune di Arnesano (LE)
11	Comune di Copertino (LE)
12	Comune di Lecce (LE)
13	Comune di Leverano (LE)
14	Comune di Monteroni di Lecce (LE)
15	Anas S.p.A.
16	AQP SpA
17	Area Politiche per la riqualificazione, la tutela e la sicurezza ambientale e per l'attuazione delle opere pubbliche - Servizio Difesa del suolo e rischio sismico
18	Arpa Puglia - Dipartimento Prov.le di Lecce
19	ASL di Lecce
20	Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale - Sede Puglia
21	Comando Militare Esercito "Puglia"

22	Comando Prov.le Vigili del Fuoco di Lecce
23	Consorzio di Bonifica dell'Arneo
24	Corpo Forestale dello Stato - Provincia di Lecce
25	Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale - Sezione Gestione Sostenibile e Tutela delle Risorse Forestali e Naturali
26	Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale - Sezione Risorse Idriche
27	ENAC - Direzioni e Uffici Operazioni Sud - Napoli
28	ENAV - AOT
29	ENEL Distribuzione SpA
30	Ente per lo Sviluppo dell'Irrigazione e la trasformazione fondiaria in Puglia, Lucania e Irpinia
31	FSE Ferrovie del Sud Est
32	Ministero della Transizione Ecologica
33	Ministero dello Sviluppo Economico - Div. VI Fonti rinnovabili di energia
34	Provincia di Lecce
35	Provincia di Lecce - AMBIENTE
36	Provincia di Lecce - Viabilità
37	RFI - Rete Ferroviaria Italiana S.p.A. - Direzione Territoriale Produzione Bari Ingegneria-Tecnologie Reparto Patrimonio, Espropri e Attraversamenti
38	Sezione Coordinamento dei Servizi Territoriali - Servizio Provinciale Agricoltura di Brindisi
39	Sezione Lavori Pubblici - Servizio Espropri e Contenzioso
40	Sezione Lavori Pubblici - Ufficio Coordinamento Struttura Tecnica Provinciale di Lecce
41	Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio per le provincie di Lecce, Brindisi
42	Telecom Italia SpA
43	TERNA SpA