



REGIONE  
PUGLIA



PROVINCIA  
LECCE



COMUNE NARDO'

OGGETTO:

Progetto di un impianto agrivoltaico denominato "CSPV LEVERANO", di potenza pari a 19.578 MWp e delle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nel comune di Nardò (LE)

ELABORATO:

## RELAZIONE GENERALE



PROPONENTE:



ABEI ENERGY GREEN ITALY VI S.R.L.  
VIA VINCENZO BELLINI, 22  
00198- ROMA (RM)  
P.IVA 16335531006

PROGETTAZIONE:

Ing. Carmen Martone  
Iscr. n. 1872  
Ordine Ingegneri Potenza  
C.F. MRTCMN73D56H703E



Geol. Raffaele Nardone  
Iscr. n. 243  
Ordine Geologi Basilicata  
C.F. NRDRFL71H04A509H

EGM PROJECT S.R.L.  
VIA VERRASTRO 15/A  
85100- POTENZA (PZ)  
P.IVA 02094310766  
REA PZ-206983

| Livello prog. | Cat. opera    | N° . prog.elaborato | Tipo elaborato | N° foglio | Tot. fogli          | Nome file                             | Scala                              |
|---------------|---------------|---------------------|----------------|-----------|---------------------|---------------------------------------|------------------------------------|
| PD            | I.IF          | A.01                | R              |           |                     |                                       |                                    |
| REV.          | DATA          | DESCRIZIONE         |                |           | ESEGUITO            | VERIFICATO                            | APPROVATO                          |
| 00            | DICEMBRE 2022 | Emissione           |                |           | Dott. Fabio Orlando | Geol. Raffaele Nardone<br>EGM Project | Ing. Carmen Martone<br>EGM Project |
| 01            | GENNAIO 2023  | Emissione           |                |           |                     |                                       |                                    |

## Sommario

|   |           |
|---|-----------|
| 1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO.....   | 4         |
| 2. INQUADRAMENTO NORMATIVO, PROGRAMMATICO ED AUTORIZZATORIO.....                                    | 12        |
| 2.1 Definizioni impianto agri-voltaico .....  | 17        |
| 3. DESCRIZIONE STATO DI FATTO E VINCOLI AMBIENTALI.....   | 22        |
| <b>3.1 Strumenti di tutela e di pianificazione a livello nazionali e relative interferenze.....</b> | <b>23</b> |
| 3.1.1 Vincolo idrogeologico .....   | 23        |
| 3.1.2 Vincoli ambientali .....  | 25        |
| 3.1.3 Piano Stralcio di Bacino per l’Assetto Idrogeologico (PAI) .....                              | 33        |
| 3.1.4 Viabilità stradale, ferroviaria e aeroportuale .....  | 36        |
| 3.1.5 Strumenti di pianificazione urbanistica .....   | 38        |
| 3.2 Inquadramento geologico .....   | 40        |
| 3.2.1 Geologia dell’area.....   | 44        |
| 3.2.2 Geomorfologia.....  | 46        |
| 3.2.3 Idrogeologia dell’area.....   | 47        |
| 4. DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....   | 51        |
| 4.1 Principali componenti impianto.....   | 52        |
| 4.1.2 Pannelli fotovoltaici .....   | 52        |
| 4.1.3 Stringhe.....   | 54        |
| 4.1.4 Strutture di supporto .....   | 56        |
| 4.1.5 Cassette di stringa (combiner box) .....  | 59        |
| 4.1.6 Cabine di campo e inverter .....  | 60        |
| 4.1.7 Trasformatore .....   | 66        |

**RELAZIONE GENERALE**

|  |    |
|--|----|
| 4.1.8 Cabina di consegna.....  | 67 |
| 4.1.9 Cavi.....  | 68 |
| 4.9.10 Punto di consegna.....  | 70 |
| 5. UBICAZIONE E CARATTERISTICHE GENERALI DELL’AREA DI PROGETTO.....                    | 70 |
| 5.1 Rilevamento nell’area in cui sorgerà il parco agrovoltico e le opere connesse..... | 71 |
| 5.1 Alternativa zero .....   | 72 |
| 6. FASE DI CANTIERIZZAZIONE .....  | 75 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 1 -Inquadramento area campo fotovoltaico su base ortofoto.....  | 5  |
| Figura 2 – Inquadramento area campo fotovoltaico su catastale .....  | 6  |
| Figura 3 – Inquadramento area campo e sottostazione su CTR.....  | 7  |
| Figura 4 – Inquadramento area campo e sottostazione su IGM.....  | 8  |
| Figura 5-Coordinate dei vertici che racchiudono l’area dell’impianto fotovoltaico (ortofoto) ....            | 11 |
| Figura 6– Schematizzazione impianto agrivoltaico .....   | 22 |
| Figura 7– Vincolo Idrogeologico ai sensi del RD 3267 del 30 Dicembre 1923 .....                              | 24 |
| Figura 8– Individuazione aree EUAP su ortofoto.....  | 27 |
| Figura 9-Individuazione aree protette IBA .....  | 28 |
| Figura 10-Individuazione aree protette zone umide Ramsar .....   | 29 |
| Figura 11– Individuazione delle aree rete natura 2000 .....  | 32 |
| Figura 12 – Parchi e Riserve Regionali .....   | 33 |
| Figura 13- PAI Pericolosità geomorfologica .....   | 34 |
| Figura 14-PAI pericolosità idraulica.....  | 35 |
| Figura 15- Rete di collegamento regionale .....  | 37 |
| Figura 16 – Stralcio dello strumento urbanistico vigente del comune di Nardò .....                           | 39 |
| Figura 17-Sezione geologica dell’Italia Meridionale. Da Sella et al., 1988. ....                             | 42 |
| Figura 18-Carta geologica della penisola Salentina.....  | 43 |
| Figura 19-Carta geologica su CTR scala 1:2.000 .....   | 45 |
| Figura 20-Morfologia del sito .....  | 46 |
| Figura 21-Archivio nazionale delle indagini nel sottosuolo (Legge 464/1984). Pozzo per acqua.<br>.....       | 49 |
| Figura 22-rappresentazione della struttura di supporto - vista posteriore.....                               | 52 |
| Figura 23-Distanza strutture di supporto verticali .....   | 57 |
| Figura 24--Struttura pannello e infissione .....   | 58 |
| Figura 25: Soluzione integrata su skid composto da 2 inverter e trasformatore con doppio<br>secondario ..... | 60 |
| Figura 26: Inverter Gamesa Electric Proteus PV .....   | 63 |
| Figura 27-Target FER elettriche nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti (TWh). ....                      | 74 |
| Figura 28-Emissioni in atmosfera evitate (fonte: Rapporto ambientale ENEL 2011).....                         | 75 |

## **1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO**

La seguente relazione illustra, in generale, la progettazione e la successiva realizzazione di un impianto agri-voltaico a terra, sistemi misti che associano, sullo stesso terreno contemporaneamente, colture alimentari e pannelli solari fotovoltaici (PVP), favorendo l’aumento di produttività agricola di un terreno (in questo caso di circa il 90%), consentendo nel contempo di produrre energia elettrica in maniera sostenibile.

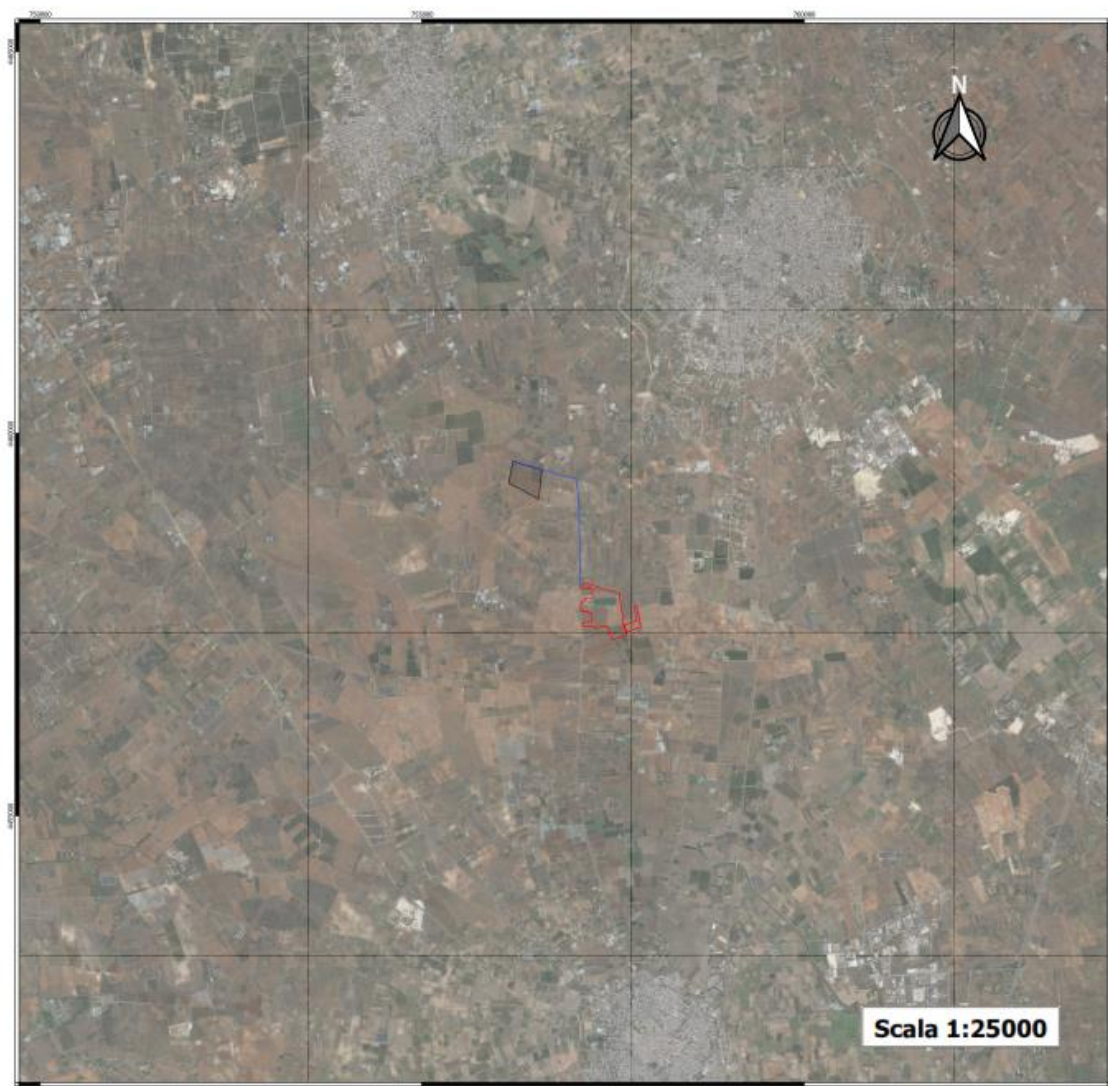
L’impianto in oggetto, sarà ubicato nel comune di Nardò a circa 5 Km in direzione nord rispetto al nucleo urbano di Nardò, mentre dista circa 4 km in direzione sud rispetto al paese di Copertino. L’area in questione ricade completamente all’interno del comune di Nardò; la scelta è stata dettata dai buoni livelli di irraggiamento e non incidenza su aree protette, in particolare, i terreni individuati per la realizzazione del campo agri-voltaico non ricadono nelle zone non idonee individuate dai piani regionali della Puglia.

La zona dove verranno alloggiati i pannelli ricade completamente in area pianeggiante a circa 30 m sul livello del mare. altri paesi posti in prossimità dell’area in questione è quello di Leverano, comune posto a circa 6 km a nord-ovest.

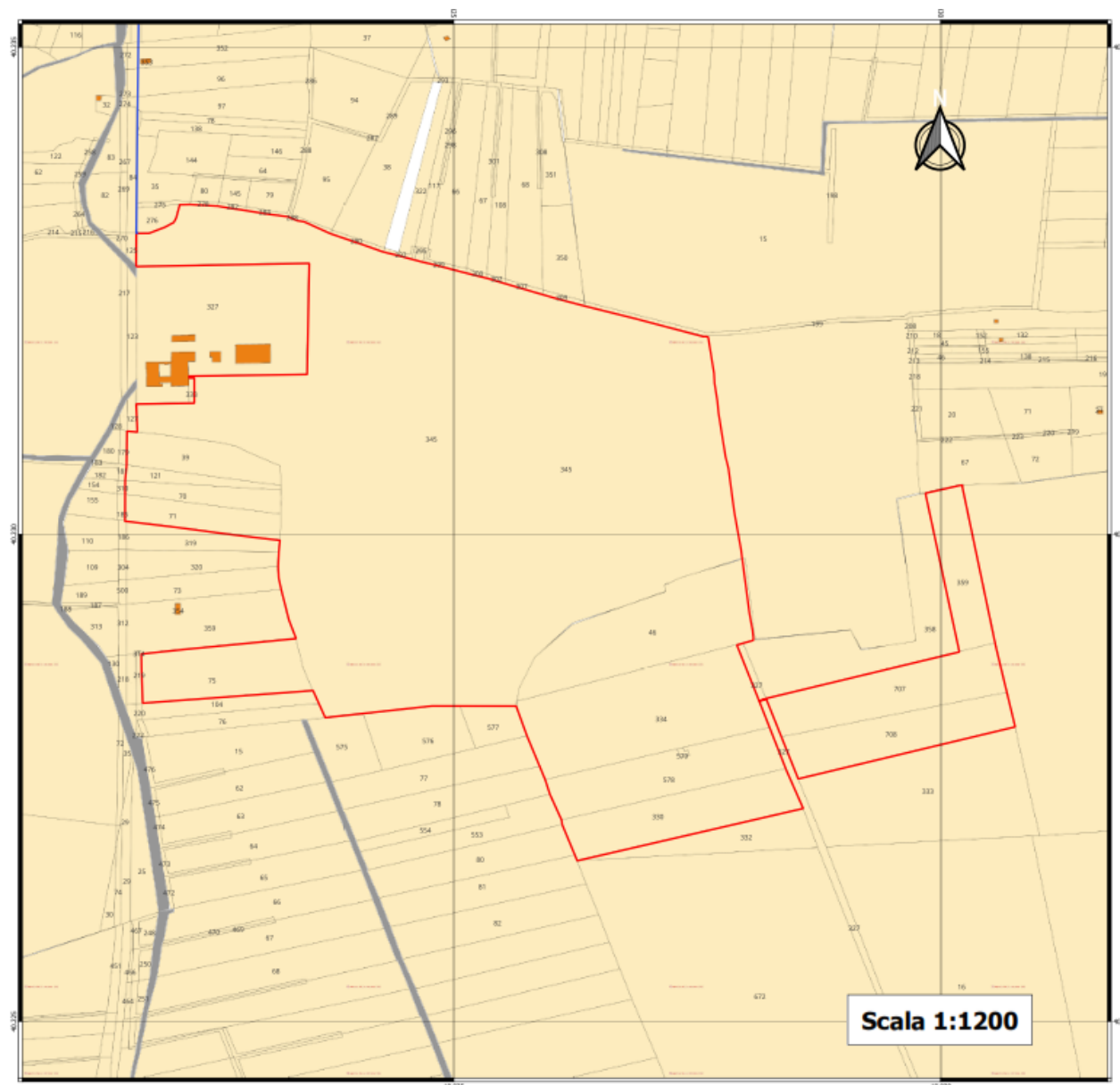
La caratteristica della tipologia di impianto è quella di adottare soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione.

Per effettuare una localizzazione univoca dei terreni sui quali insiste il campo agri-voltaico, di seguito si riportano le cartografie riguardanti:

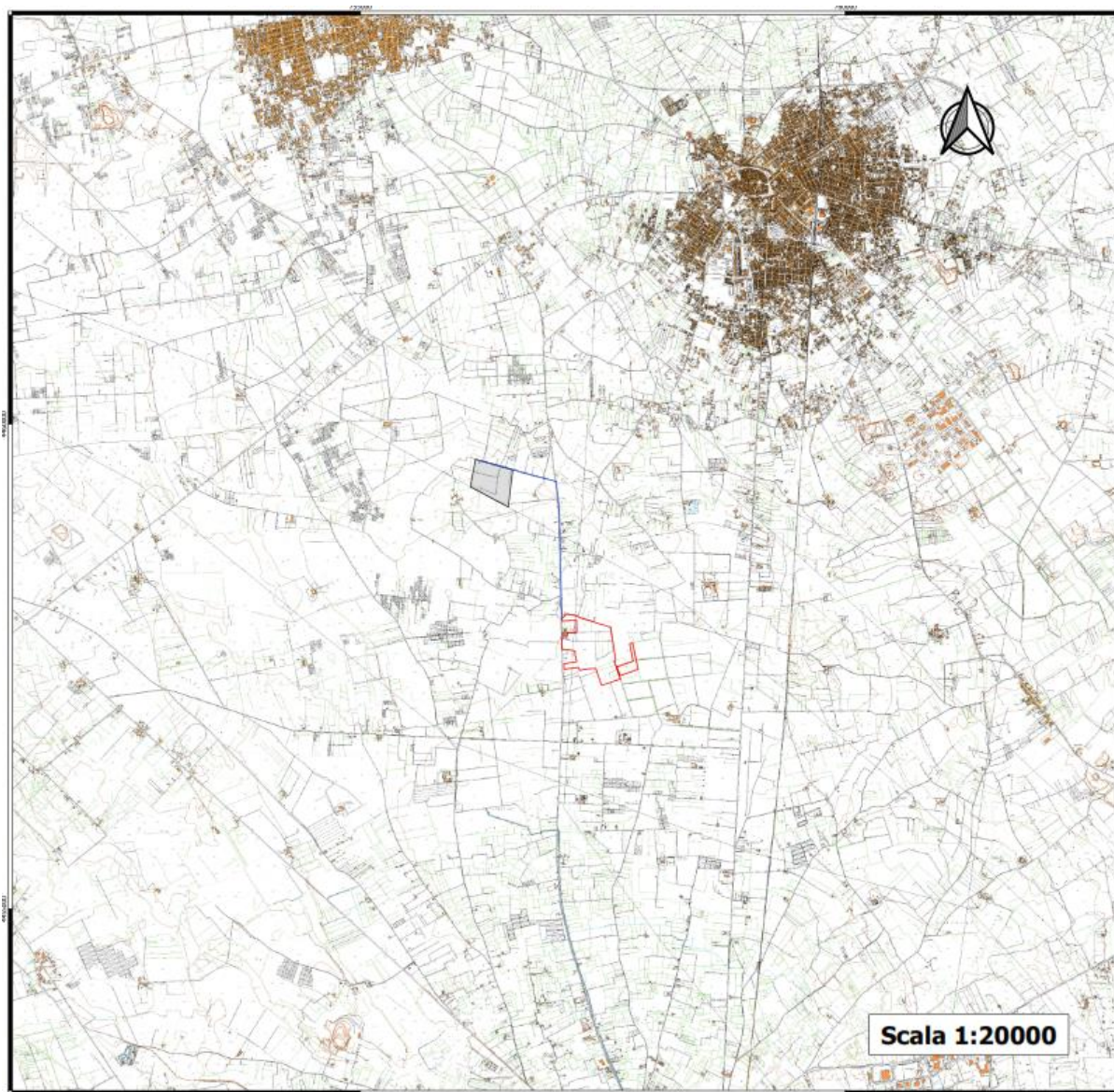
- sovrapposizione del campo agri-voltaico su ortofoto (figura 1);
- sovrapposizione del campo agri-voltaico su catastale (figura 2);
- sovrapposizione del campo agri-voltaico su CTR (figura 3);
- sovrapposizione del campo agri-voltaico su IGM (figura 4).



*Figura 1 -Inquadramento area campo fotovoltaico su base ortofoto*



*Figura 2 – Inquadramento area campo fotovoltaico su catastale*



*Figura 3 – Inquadramento area campo e sottostazione su CTR*



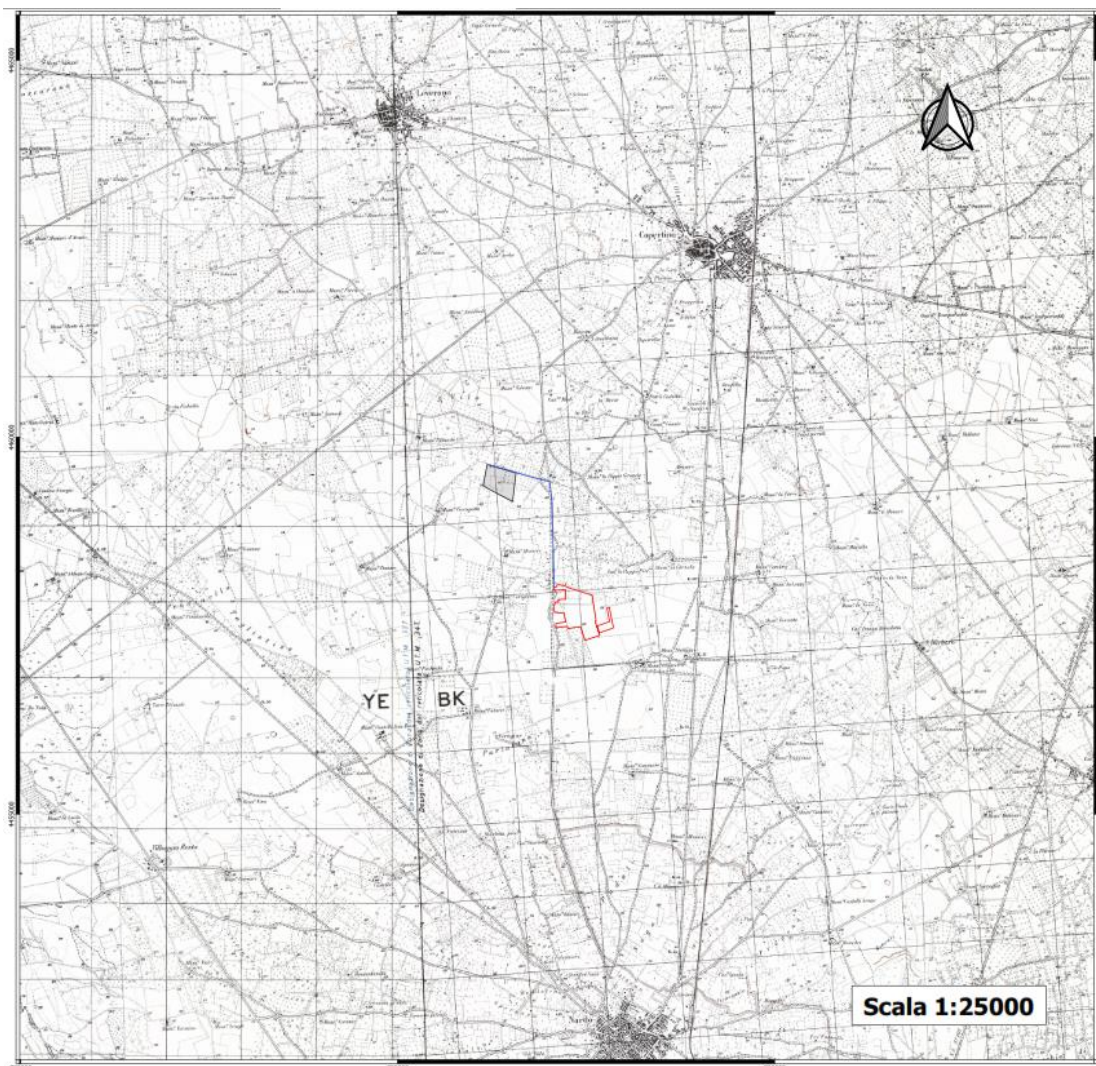


Figura 4 – Inquadramento area campo e sottostazione su IGM

**Sito di progetto:**

Località: Nardò

**Luogo:**

Nardò - LE

**Particelle Catastali Impianto Fotovoltaico:**

Foglio 43, Particelle: 345 – 39 – 121 – 70 – 71 – 75

Foglio 55, Particelle: 46 – 334 – 579 – 578 – 330 – 707 – 708 – 359

**RELAZIONE GENERALE**

| Foglio | Particella |
|--------|------------|
| 43     | 345        |
| 43     | 39         |
| 43     | 121        |
| 43     | 70         |
| 43     | 71         |
| 43     | 75         |
| 55     | 46         |
| 55     | 334        |
| 55     | 579        |
| 55     | 578        |
| 55     | 330        |
| 55     | 707        |
| 55     | 708        |
| 55     | 359        |

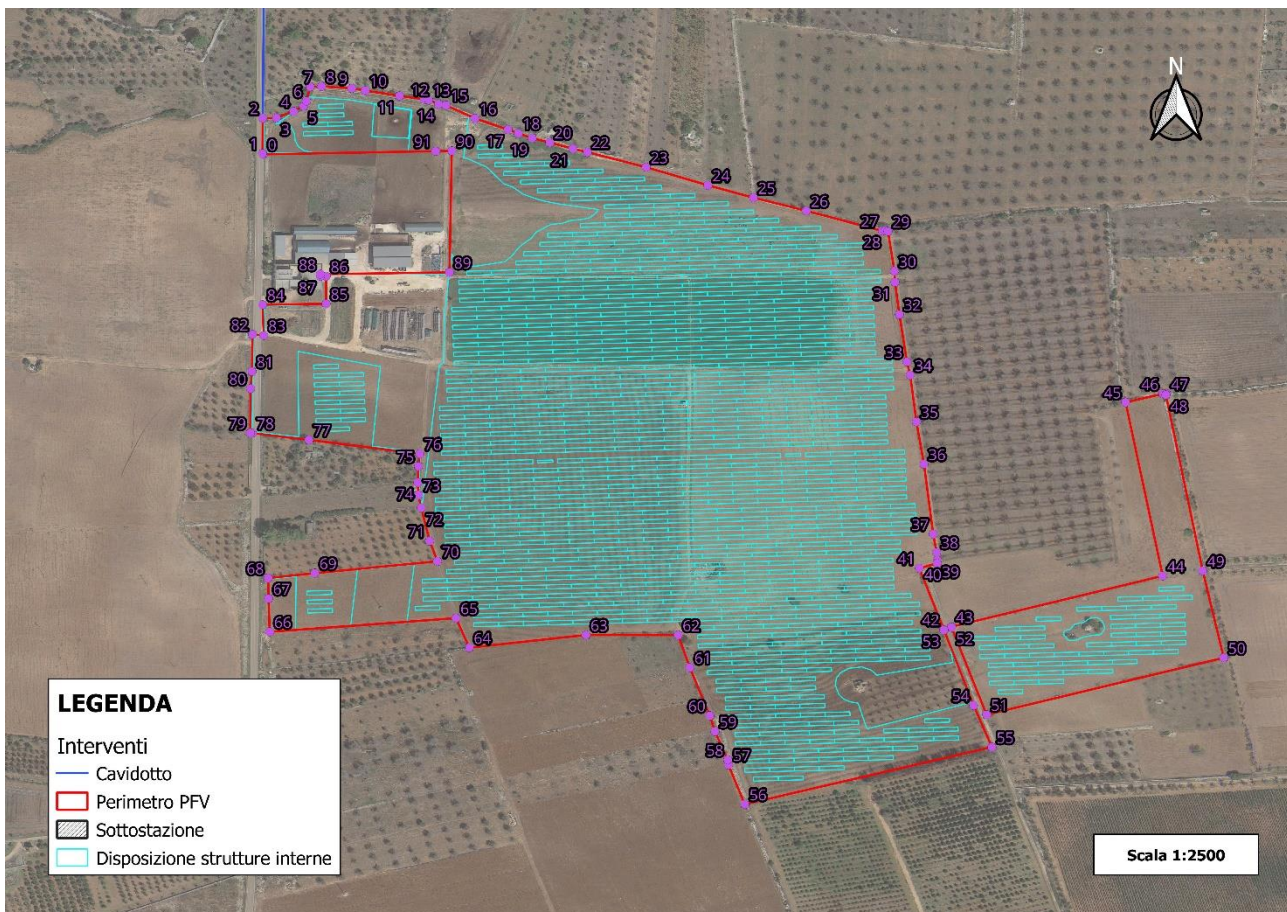
I terreni interessati dal progetto sono iscritti nei seguenti vertici, si riportano nella tabella di seguito le coordinate dei vertici nel sistema di coordinate di cui sotto.

**RELAZIONE GENERALE**

| id | Coord X       | Coord Y       |
|----|---------------|---------------|
| 0  | 2.777.089.144 | 4.458.048.123 |
| 1  | 2.777.088.490 | 4.458.049.036 |
| 2  | 2.777.087.407 | 4.458.085.854 |
| 3  | 2.777.098.446 | 4.458.086.329 |
| 4  | 2.777.111.893 | 4.458.093.619 |
| 5  | 2.777.119.721 | 4.458.099.457 |
| 6  | 2.777.121.703 | 4.458.104.831 |
| 7  | 2.777.124.251 | 4.458.119.850 |
| 8  | 2.777.133.244 | 4.458.120.425 |
| 9  | 2.777.157.532 | 4.458.119.383 |
| 10 | 2.777.168.287 | 4.458.117.318 |
| 11 | 2.777.195.893 | 4.458.112.784 |
| 12 | 2.777.215.743 | 4.458.109.847 |
| 13 | 2.777.219.265 | 4.458.109.418 |
| 14 | 2.777.227.416 | 4.458.105.224 |
| 15 | 2.777.233.441 | 4.458.104.175 |
| 16 | 2.777.256.954 | 4.458.091.349 |
| 17 | 2.777.283.747 | 4.458.080.530 |
| 18 | 2.777.292.077 | 4.458.077.062 |
| 19 | 2.777.303.353 | 4.458.072.253 |
| 20 | 2.777.317.597 | 4.458.068.233 |
| 21 | 2.777.336.263 | 4.458.062.391 |
| 22 | 2.777.347.958 | 4.458.059.235 |
| 23 | 2.777.395.428 | 4.458.045.174 |
| 24 | 2.777.445.422 | 4.458.027.992 |
| 25 | 2.777.482.368 | 4.458.016.278 |
| 26 | 2.777.524.958 | 4.458.004.085 |
| 27 | 2.777.586.514 | 4.457.985.205 |
| 28 | 2.777.588.490 | 4.457.985.415 |
| 29 | 2.777.590.942 | 4.457.984.887 |
| 30 | 2.777.597.497 | 4.457.943.600 |
| 31 | 2.777.598.359 | 4.457.932.168 |
| 32 | 2.777.602.964 | 4.457.898.682 |
| 33 | 2.777.610.687 | 4.457.849.465 |
| 34 | 2.777.613.798 | 4.457.835.788 |
| 35 | 2.777.620.427 | 4.457.787.256 |
| 36 | 2.777.627.969 | 4.457.743.342 |
| 37 | 2.777.637.837 | 4.457.670.662 |
| 38 | 2.777.641.162 | 4.457.651.975 |
| 39 | 2.777.642.160 | 4.457.643.358 |
| 40 | 2.777.642.086 | 4.457.640.485 |
| 41 | 2.777.628.014 | 4.457.634.724 |
| 42 | 2.777.649.625 | 4.457.571.742 |
| 43 | 2.777.655.584 | 4.457.574.654 |
| 44 | 2.777.822.660 | 4.457.633.459 |
| 45 | 2.777.786.836 | 4.457.813.275 |

| id | Coord X       | Coord Y       |
|----|---------------|---------------|
| 46 | 2.777.816.447 | 4.457.823.186 |
| 47 | 2.777.819.300 | 4.457.823.368 |
| 48 | 2.777.818.743 | 4.457.822.165 |
| 49 | 2.777.854.465 | 4.457.639.828 |
| 50 | 2.777.874.344 | 4.457.549.772 |
| 51 | 2.777.686.852 | 4.457.484.004 |
| 52 | 2.777.655.801 | 4.457.574.027 |
| 53 | 2.777.649.852 | 4.457.571.125 |
| 54 | 2.777.676.211 | 4.457.493.298 |
| 55 | 2.777.692.329 | 4.457.450.437 |
| 56 | 2.777.496.945 | 4.457.384.093 |
| 57 | 2.777.482.497 | 4.457.424.684 |
| 58 | 2.777.481.774 | 4.457.429.966 |
| 59 | 2.777.470.511 | 4.457.459.021 |
| 60 | 2.777.465.840 | 4.457.475.505 |
| 61 | 2.777.448.182 | 4.457.524.970 |
| 62 | 2.777.437.566 | 4.457.558.580 |
| 63 | 2.777.364.036 | 4.457.556.171 |
| 64 | 2.777.271.274 | 4.457.539.713 |
| 65 | 2.777.259.575 | 4.457.570.151 |
| 66 | 2.777.111.209 | 4.457.550.785 |
| 67 | 2.777.109.150 | 4.457.585.402 |
| 68 | 2.777.108.113 | 4.457.606.745 |
| 69 | 2.777.145.310 | 4.457.613.184 |
| 70 | 2.777.242.747 | 4.457.628.876 |
| 71 | 2.777.235.770 | 4.457.649.811 |
| 72 | 2.777.227.891 | 4.457.684.061 |
| 73 | 2.777.225.160 | 4.457.697.453 |
| 74 | 2.777.224.288 | 4.457.710.333 |
| 75 | 2.777.224.233 | 4.457.727.277 |
| 76 | 2.777.224.802 | 4.457.740.391 |
| 77 | 2.777.135.729 | 4.457.751.849 |
| 78 | 2.777.090.247 | 4.457.757.423 |
| 79 | 2.777.088.699 | 4.457.757.409 |
| 80 | 2.777.087.289 | 4.457.803.762 |
| 81 | 2.777.087.898 | 4.457.821.662 |
| 82 | 2.777.087.016 | 4.457.860.214 |
| 83 | 2.777.095.997 | 4.457.859.456 |
| 84 | 2.777.093.924 | 4.457.891.389 |
| 85 | 2.777.144.674 | 4.457.894.146 |
| 86 | 2.777.143.700 | 4.457.922.805 |
| 87 | 2.777.139.107 | 4.457.922.665 |
| 88 | 2.777.138.974 | 4.457.924.808 |
| 89 | 2.777.242.108 | 4.457.930.221 |
| 90 | 2.777.239.608 | 4.458.056.852 |
| 91 | 2.777.226.775 | 4.458.056.130 |

*Tabella 1: Coordinate piane GAUSS BOAGA – Roma40 Fuso Est che delimitano l’area del Parco*



*Figura 5-Coordinate dei vertici che racchiudono l’area dell’impianto fotovoltaico (ortofoto)*

La superficie totale dell’impianto è di circa 28 ettari, mentre la superficie pannellata risulta di circa 92.000 m<sup>2</sup>.

## **2. INQUADRAMENTO NORMATIVO, PROGRAMMATICO ED AUTORIZZATORIO**

### *Normativa di riferimento nazionale*

Si riporta di seguito l’elenco delle principali norme a livello nazionale.

Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 di recepimento della Direttiva 2001/77/Ce relativo alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità;

Legge del 23 agosto 2004, n. 239 - Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia (c.d. legge Marzano)

Pacchetto energia e cambiamenti climatici - Position Paper del 10 settembre 2007 del Governo italiano;

Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Legge finanziaria 2008) - Nuovo sistema incentivante, ulteriori agevolazioni ed obblighi per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili;

Decreto Ministero dello Sviluppo Economico 18 dicembre 2008 – Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell’articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 - Decreto legislativo 28/2011 - Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE;

DM 6 luglio 2012 sugli incentivi alla produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici.

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

interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione) anche le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all’esercizio degli stessi impianti.

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

### ***Linee Guida Nazionali per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili***

Le Linee Guida previste dall’articolo 12, comma 10 del D.Lgs n. 387/2003 sono state approvate con D.M. 10 settembre 2010 e pubblicate; esse costituiscono una disciplina unica, valida su tutto il territorio nazionale, che consentirà di superare la frammentazione normativa del settore delle fonti rinnovabili. Le linee guida nazionali si applicano alle procedure per la costruzione e l’esercizio degli impianti sulla terraferma di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili, per gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione degli stessi impianti nonché per le opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione e all’esercizio dei medesimi impianti.

Le linee guida si compongono di cinque parti:

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

Al testo delle linee guida ci sono quattro allegati:

- Allegato 1: Elenco indicativo degli atti di assenso che confluiscono nel procedimento unico;
- Allegato 2: Criteri per l’eventuale fissazione di misure compensative;
- Allegato 3: Criteri per l’individuazione di aree non idonee;
- Allegato 4: Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio.

### *Normativa di riferimento regionale*

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.

- **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 di inquadramento urbanistico del progetto, i principali riferimenti sono: • PPTR Piano Paesaggistico Territoriale– PPTR Regione Puglia, con riferimenti anche al PUTT/P (Piano Urbanistico Territoriale Tematico “Paesaggio”) - Regione Puglia (sebbene non più in vigore); • PAI Piano di Assetto Idrogeologico dell’Autorità di Bacino della Regione Puglia; • Carta Idrogeomorfologica Regione Puglia redatta da AdB;

### ***Normativa tecnica di riferimento***

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

D.P.R. n. 547 del 27/04/1955 Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro;

D.P.R. n. 164 del 07/01/1956 - Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro nelle costruzioni;

D.P.R. n. 302 del 19/03/1956 - Norme integrative per la prevenzione degli infortuni sul lavoro;

D.P.R. n. 303 del 19/03/1956 - Norme generali per l’igiene sul lavoro;

Legge 186/68 - Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici;



**RELAZIONE GENERALE**

D. Lgs 37/08 - Norme per la sicurezza degli impianti;

D.Lgs. 81/08 - Attuazione delle direttive CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro;

DM 16 gennaio 1996 - Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi;

Circolare 4 luglio 1996 - Istruzioni per l’applicazione delle “Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi;

CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;

CEI 0-3 Guida per la compilazione della documentazione per la Legge 46/90;

CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;

Norma CEI 0-16 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese di energia elettrica;

CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

CEI 20-20 Cavi isolati con PVC con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1550 V in corrente continua;

CEI 81-10/1 Protezione contro i fulmini. Principi generali;

CEI 81-10/2 Protezione contro i fulmini. Valutazione del rischio;

CEI 81-10/3 Protezione contro i fulmini. Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;

CEI 81-10/4 Protezione contro i fulmini. Impianti elettrici ed elettronici nelle CEI EN 60099- 1-2 Scaricatori;

CEI EN 60439-1-2-3 Apparecchiature assiegate di protezione e manovra per bassa pressione;

CEI EN 60445 Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfa numerico;

CEI EN 60529 Gradi di protezione degli involucri (codice IP);

CEI EN 61215 Moduli fotovoltaici in Si cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;

CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;

CEI EN 60904-1 Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;

CEI EN 60904-2 Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;

CEI EN 60904-3 Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;

CEI EN 61727 Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;

CEI EN 61215 Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;

CEI EN 61000-3-2 Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso 16 A per fase);

CEI EN 60555-1 Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;

CEI EN 60439-1-2-3 Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;

CEI EN 60445 Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;

CEI EN 60529 Gradi di protezione degli involucri (codice IP);

CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici: Dati climatici;

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

## **2.1 Definizioni impianto agri-voltaico**

Ai fini del presente documento si applicano le definizioni di cui all' art. 2 del decreto legislativo n.199 del 2021 e le seguenti:

a) Attività agricola: produzione, allevamento o coltivazione di prodotti agricoli, comprese la raccolta, la mungitura, l'allevamento e la custodia degli animali per fini agricoli;

b) Impresa agricola: imprenditori agricoli, come definiti dall'articolo 2135 del codice civile, in forma individuale o in forma societaria anche cooperativa, società agricole, come definite dal decreto legislativo 29 marzo 2004, n. 99, e s.m.i., se persona giuridica, e consorzi costituiti tra due o più imprenditori agricoli e/o società agricole;

c) Impianto fotovoltaico: insieme di componenti che producono e forniscono elettricità ottenuta per mezzo dell'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche in corrente alternata o in corrente continua e/o di immetterla nella rete distribuzione o di trasmissione;

d) Impianto agrivoltaiico (o agrovoltaiico, o agro-fotovoltaico): impianto fotovoltaico che adotta soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione;

e) Impianto agrivoltaiico avanzato: impianto agrivoltaiico che, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, e ss. mm.:

i) adotta soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche eventualmente consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione;

ii) prevede la contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto dell'installazione fotovoltaica sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture, la continuità delle attività delle aziende agricole interessate, il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici;

f) Sistema agrivoltaiico avanzato: sistema complesso composto dalle opere necessarie per lo svolgimento di attività agricole in una data area e da un impianto agrivoltaiico installato su quest'ultima che, attraverso una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, integri attività agricola e produzione elettrica, e che ha lo scopo di valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi, garantendo comunque la continuità delle attività agricole proprie dell'area;

g) Volume agrivoltaiico (o Spazio poro): spazio dedicato all'attività agricola, caratterizzato dal volume costituito dalla superficie occupata dall'impianto agrivoltaiico (superficie maggiore tra quella individuata dalla proiezione ortogonale sul piano di campagna del profilo esterno di massimo ingombro

dei moduli fotovoltaici e quella che contiene la totalità delle strutture di supporto) e dall’altezza minima dei moduli fotovoltaici rispetto al suolo;

h) Superficie totale di ingombro dell’impianto agrovoltaiico (Spv): somma delle superfici individuate dal profilo esterno di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici costituenti l’impianto (superficie attiva compresa la cornice);

i) Superficie di un sistema agrovoltaiico (Stot): area che comprende la superficie utilizzata per coltura e/o zootecnia e la superficie totale su cui insiste l’impianto agrovoltaiico;

j) Altezza minima dei moduli fotovoltaici rispetto al suolo: altezza misurata da terra fino al bordo inferiore del modulo fotovoltaico; in caso di moduli installati su strutture a inseguimento l’altezza è misurata con i moduli collocati alla massima inclinazione tecnicamente raggiungibile. Nel caso in cui i moduli abbiano altezza da terra variabile si considera la media delle altezze;

k) Produzione elettrica specifica di un impianto agrovoltaiico (FVagri): produzione netta che l’impianto agrovoltaiico può produrre, espressa in GWh/ha/anno;

l) Producibilità elettrica specifica di riferimento (FVstandard): stima dell’energia che può produrre un impianto fotovoltaico di riferimento (caratterizzato da moduli con efficienza 20% su supporti fissi orientati a Sud e inclinati con un angolo pari alla latitudine meno 10 gradi), espressa in GWh/ha/anno, collocato nello stesso sito dell’impianto agrovoltaiico;

m) Potenza nominale di un impianto agrovoltaiico: è la potenza elettrica dell’impianto fotovoltaico, determinata dalla somma delle singole potenze nominali di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni STC (Standard Test Condition), come definite dalle pertinenti norme CEI, espressa in kW;

n) Produzione netta di un impianto agrovoltaiico: è l’energia elettrica misurata all’uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata in bassa tensione, prima che essa sia resa disponibile alle eventuali utenze elettriche e prima che sia effettuata la trasformazione in media o alta tensione per l’immissione nella rete elettrica diminuita dell’energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell’energia alla rete elettrica, espressa in MWh;

o) SAU (Superficie Agricola Utilizzata): superficie agricola utilizzata per realizzare le coltivazioni di tipo agricolo, che include seminativi, prati permanenti e pascoli, colture permanenti e altri terreni agricoli utilizzati. Essa esclude quindi le coltivazioni per arboricoltura da legno (pioppeti, noceti, specie

forestali, ecc.) e le superfici a bosco naturale (latifoglie, conifere, macchia mediterranea). Dal computo della SAU sono escluse le superfici delle colture intercalari e quelle delle colture in atto (non ancora realizzate). La SAU comprende invece la superficie delle piantagioni agricole in fase di impianto;

p) SANU (Superficie agricola non utilizzata): Insieme dei terreni dell'azienda non utilizzati a scopi agricoli per una qualsiasi ragione (di natura economica, sociale o altra), ma suscettibili ad essere utilizzati a scopi agricoli mediante l'intervento di mezzi normalmente disponibili presso un'azienda agricola. Rientrano in questa tipologia gli eventuali terreni abbandonati facenti parte dell'azienda ed aree destinate ad attività ricreative, esclusi i terreni a riposo (Tare per fabbricati, Tare degli appezzamenti, Boschi, Arboricoltura da legno, Orti familiari).

q) RICA (Rete di Informazione Contabile Agricola): indagine campionaria svolta in tutti gli Stati dell'Unione Europea, gestita in Italia dal CREA, basata su un campione ragionato di circa 11.000 aziende, strutturato in modo da rappresentare le diverse tipologie produttive e dimensionali presenti sul territorio nazionale, consentendo una copertura media a livello nazionale del 95% della Superficie Agricola Utilizzata, del 97% del valore della Produzione Standard, del 92% delle Unità di Lavoro e del 91% delle Unità di Bestiame;

r) PAC (Politica Agricola Comune): insieme di regole dettate dall'Unione europea, ai sensi dell'articolo 39 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione europea, per incrementare la produttività dell'agricoltura; assicurare un tenore di vita equo alla popolazione agricola; stabilizzare i mercati; garantire la sicurezza degli approvvigionamenti; assicurare prezzi ragionevoli ai consumatori;

s) LAOR (Land Area Occupation Ratio): rapporto tra la superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaiico (Spv), e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaiico (S tot). Il valore è espresso in percentuale;

t) SIGRIAN ( Sistema informativo nazionale per la gestione delle risorse idriche in agricoltura): strumento di riferimento per il monitoraggio dei volumi irrigui previsto dal Decreto del Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali del 31/07/2015 “Approvazione delle linee guida per la regolamentazione da parte delle Regioni delle modalità di quantificazione dei volumi idrici ad uso irriguo”, che raccoglie tutte le informazioni di natura gestionale, infrastrutturale e agronomica relative all'irrigazione collettiva ed autonoma a livello nazionale; è un geodatabase, strutturato come un WebGis in cui tutte le informazioni sono associate a dati geografici, collegati tra loro nei diversi campi, con

funzione anche di banca dati storica utile ai fini di analisi dell’evoluzione dell’uso irriguo dell’acqua nelle diverse aree del Paese;

u) SIAN (Sistema informativo agricolo nazionale): strumento messo a disposizione dal Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali e dall’Acea - Agenzia per le Erogazioni in Agricoltura, per assicurare lo svolgimento dei compiti relativi alla gestione degli adempimenti previsti dalla PAC, con particolare riguardo ai regimi di intervento nei diversi settori produttivi;

v) Buone Pratiche Agricole (BPA): le buone pratiche agricole (BPA) definite in attuazione di quanto indicato al comma 1 dell’art. 28 del Reg. CE n. 1750/99 e di quanto stabilito al comma 2 dell’art. 23 del Reg. CE 1257/99, nell’ambito dei piani di sviluppo rurale.

I sistemi agrovoltaici possono essere caratterizzati da diverse configurazioni spaziali (più o meno dense) e gradi di integrazione ed innovazione differenti, al fine di massimizzare le sinergie produttive tra i due sottosistemi (fotovoltaico e colturale), e garantire funzioni aggiuntive alla sola produzione energetica e agricola, finalizzate al miglioramento delle qualità ecosistemiche dei siti.

Dal punto di vista spaziale, il sistema agrovoltaico può essere descritto come un “pattern spaziale tridimensionale”, composto dall’impianto agrovoltaico, e segnatamente, dai moduli fotovoltaici e dallo spazio libero tra e sotto i moduli fotovoltaici, montati in assetti e strutture che assecondino la funzione agricola, o eventuale altre funzioni aggiuntive, spazio definito “volume agrovoltaico” o “spazio poro”, come mostrato nella figura sottostante:



*Figura 6– Schematizzazione impianto agrovoltaico*

Un sistema agrovoltaico è un sistema complesso, essendo allo stesso tempo un sistema energetico ed agronomico. In generale, la prestazione legata al fotovoltaico e quella legata alle attività agricole risultano in opposizione, poiché le soluzioni ottimizzate per la massima captazione solare da parte del fotovoltaico possono generare condizioni meno favorevoli per l’agricoltura e viceversa. Ad esempio, un eccessivo ombreggiamento sulle piante può generare ricadute negative sull’efficienza fotosintetica e, dunque, sulla produzione; o anche le ridotte distanze spaziali tra i moduli e tra i moduli ed il terreno possono interferire con l’impiego di strumenti e mezzi meccanici in genere in uso in agricoltura.

### **3. DESCRIZIONE STATO DI FATTO E VINCOLI AMBIENTALI**

Nel presente capitolo viene effettuata una disamina dei vincoli territoriali ed ambientali vigenti nell’area oggetto di interventi. I principali vincoli a livello nazionale sono definiti da diverse leggi di tutela: si ricordano principalmente il Regio Decreto n. 3267 del 30 dicembre 1923; il Decreto Legislativo n. 42 del 22 Gennaio 2004; la Rete Natura 2000 e le Aree naturali protette.

### **3.1 Strumenti di tutela e di pianificazione a livello nazionali e relative interferenze**

#### **3.1.1 Vincolo idrogeologico**

Il Regio Decreto-Legge n. 3267/1923 "Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani" vincola per scopi idrogeologici i terreni di qualsiasi natura e destinazione che possono subire denudazioni, perdere la stabilità o turbare il regime delle acque; un secondo vincolo è posto sui boschi che per loro speciale ubicazione, difendono terreni o fabbricati da caduta di valanghe, dal rotolamento dei sassi o dalla furia del vento.

Per i territori vincolati sono segnalate una serie di prescrizioni sull'utilizzo e la gestione.

Con deliberazione del comitato istituzionale n. 39 del 30 novembre 2005, la Regione Puglia ha adottato il Piano di Bacino stralcio per l’Assetto Idrogeologico dell’Autorità di Bacino della Puglia (PAI), finalizzato al miglioramento delle condizioni di regime idraulico e della stabilità geomorfologia, necessario a ridurre gli attuali livelli di pericolosità e a consentire uno sviluppo sostenibile del territorio nel rispetto degli assetti naturali, della loro tendenza evolutiva e delle potenzialità d'uso.

Il P.A.I. adottato dalla Regione Puglia ha le seguenti finalità:

- la sistemazione, la conservazione ed il recupero del suolo nei bacini imbriferi, con interventi idrogeologici, idraulici, idraulico – forestali, idraulico – agrari compatibili con i criteri di recupero naturalistico;
- la difesa ed il consolidamento dei versanti e delle aree instabili, nonché la difesa degli abitati e delle infrastrutture contro i movimenti franosi ed altri fenomeni di dissesto;
- il riordino del vincolo idrogeologico;
- la difesa, la sistemazione e la regolazione dei corsi d’acqua;
- lo svolgimento funzionale dei servizi di polizia idraulica, di piena, di pronto intervento idraulico, nonché di gestione degli impianti.



Il vincolo idrogeologico deve essere tenuto in considerazione soprattutto nel caso di territori montani dove tagli indiscriminati e/o opere di edilizia possono creare gravi danni all'ambiente.

Per quanto concerne possibili influenze sull’assetto idrogeologico esistente o meglio interferenze possibili sulle qualità delle acque presenti nel sottosuolo si ritiene che l’impianto fotovoltaico da realizzare e le opere di connessione non interferiranno in alcun modo con la falda né con l’equilibrio idrodinamico esistente.

**Nel caso in esame l’area di progetto risulta essere non sottoposta a Vincolo Idrogeologico (Figura 7), dunque si ritiene che l’impianto non interferisca negativamente rispetto a tale norma.**

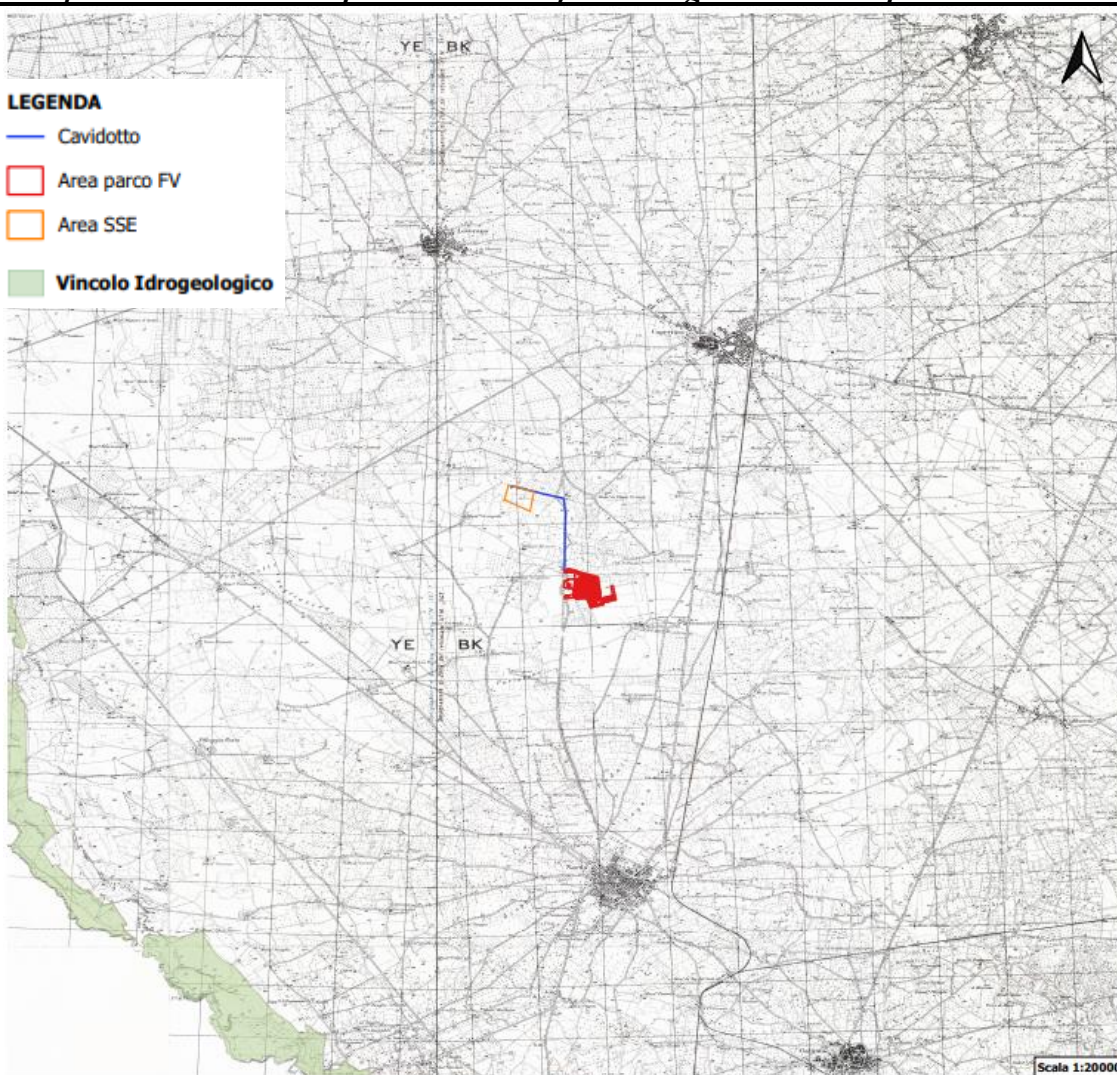


Figura 7– Vincolo Idrogeologico ai sensi del RD 3267 del 30 Dicembre 1923

### **3.1.2 Vincoli ambientali**

Tra i vincoli ambientali ricadono tutte le aree naturali, seminaturali o antropizzate con determinate peculiarità, è possibile distinguere tra:

- le aree protette dell’Elenco Ufficiale delle Aree Protette (EUAP). Si tratta di un elenco stilato e periodicamente aggiornato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio - Direzione per la Conservazione della Natura, comprensive dei Parchi Nazionali, delle Aree Naturali Marine Protette, delle Riserve Naturali Marine, delle Riserve Naturali Statali, dei Parchi e Riserve Naturali Regionali;

- la Rete Natura 2000, costituita ai sensi della Direttiva “Habitat” dai Siti di Importanza Comunitari (SIC) e dalle Zone di Protezione Speciale (ZPS) previste dalla Direttiva “Uccelli”;

- le Important Bird Areas (I.B.A.);

- le aree Ramsar, aree umide di importanza internazionale.

#### **Parchi e riserve**

Le aree protette sono un insieme rappresentativo di ecosistemi ad elevato valore ambientale e, nell'ambito del territorio nazionale, rappresentano uno strumento di tutela del patrimonio naturale. La loro gestione è impostata sulla conservazione dei processi naturali, senza che ciò ostacoli le esigenze delle popolazioni locali. È palese la necessità di ristabilire in tali aree un rapporto equilibrato tra l'ambiente, nel suo più ampio significato, e l'uomo, ovvero di realizzare, in “maniera coordinata”, la conservazione dei singoli elementi dell'ambiente naturale integrati tra loro, mediante misure di regolazione e controllo, e la valorizzazione delle popolazioni locali mediante misure di promozione e di investimento. La "legge quadro sulle aree protette" (n. 394/1991), è uno strumento organico per la disciplina normativa delle aree protette in precedenza soggette ad una legislazione disarticolata sul piano tecnico e giuridico. L'Elenco Ufficiale delle Aree Protette (EUAP) è un elenco stilato e periodicamente aggiornato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio - Direzione per la Conservazione della Natura, che raccoglie tutte le aree naturali protette, marine e terrestri, ufficialmente riconosciute. L'istituzione delle aree protette deve garantire la corretta armonia tra l'equilibrio biologico delle specie, sia animali che vegetali, con la presenza dell'uomo e delle attività connesse. Scopo di tale legge è di regolamentare la programmazione, la realizzazione, lo sviluppo e la gestione dei parchi nazionali e regionali e delle riserve naturali, cercando di garantire e promuovere la conservazione e la valorizzazione del patrimonio naturale del paese, di

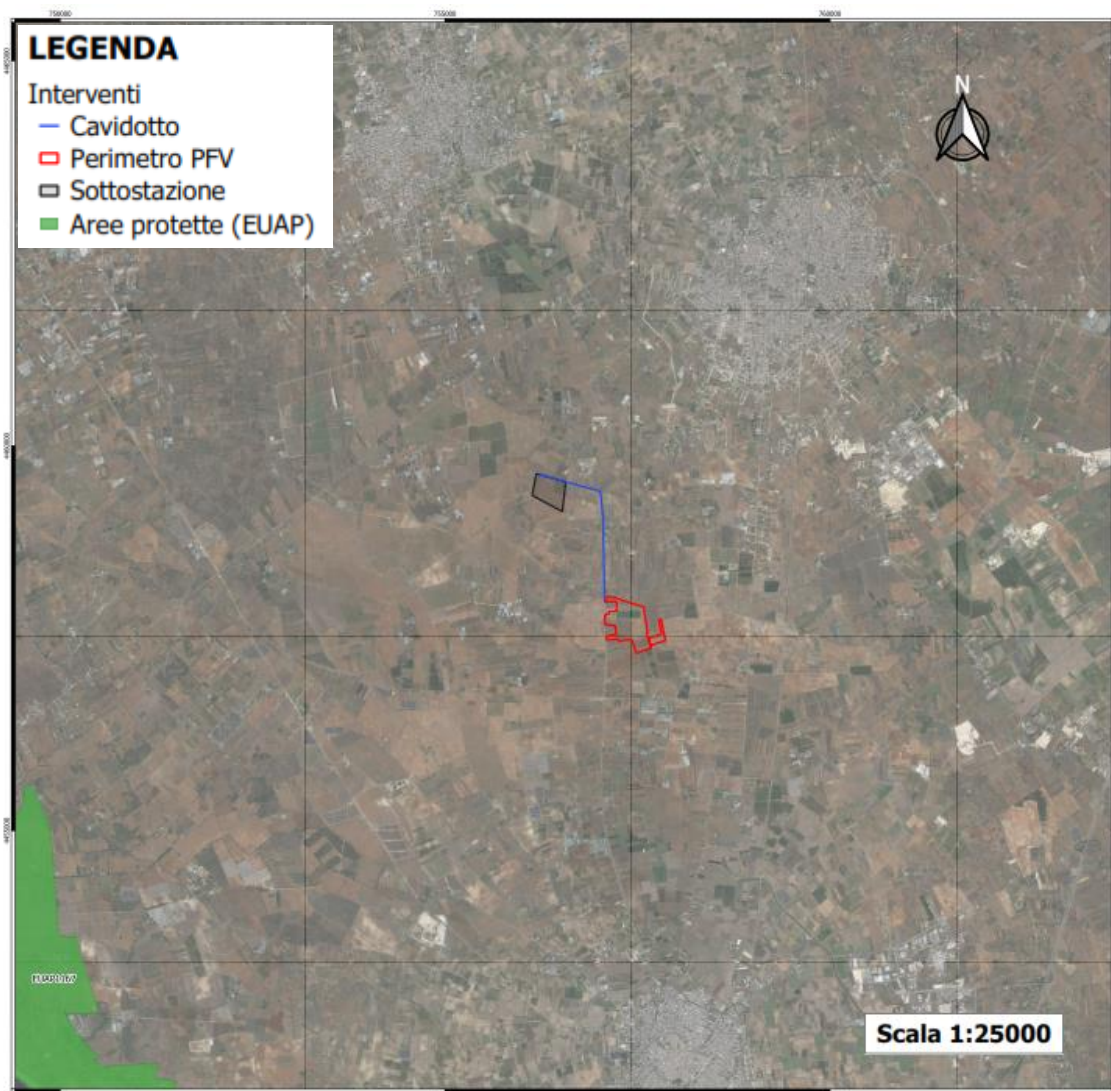
equilibrare il legame tra i valori naturalistici ed antropici, nei limiti di una corretta funzionalità dell'ecosistema. L'art. 2 della legge quadro e le sue successive integrazioni individuano una classificazione delle aree protette che prevede le seguenti categorie:

- Parco nazionale;
- Riserva naturale statale;
- Parco naturale interregionale;
- Parco naturale regionale;
- Riserva naturale regionale;
- Zona umida di importanza internazionale;
- Altre aree naturali protette.

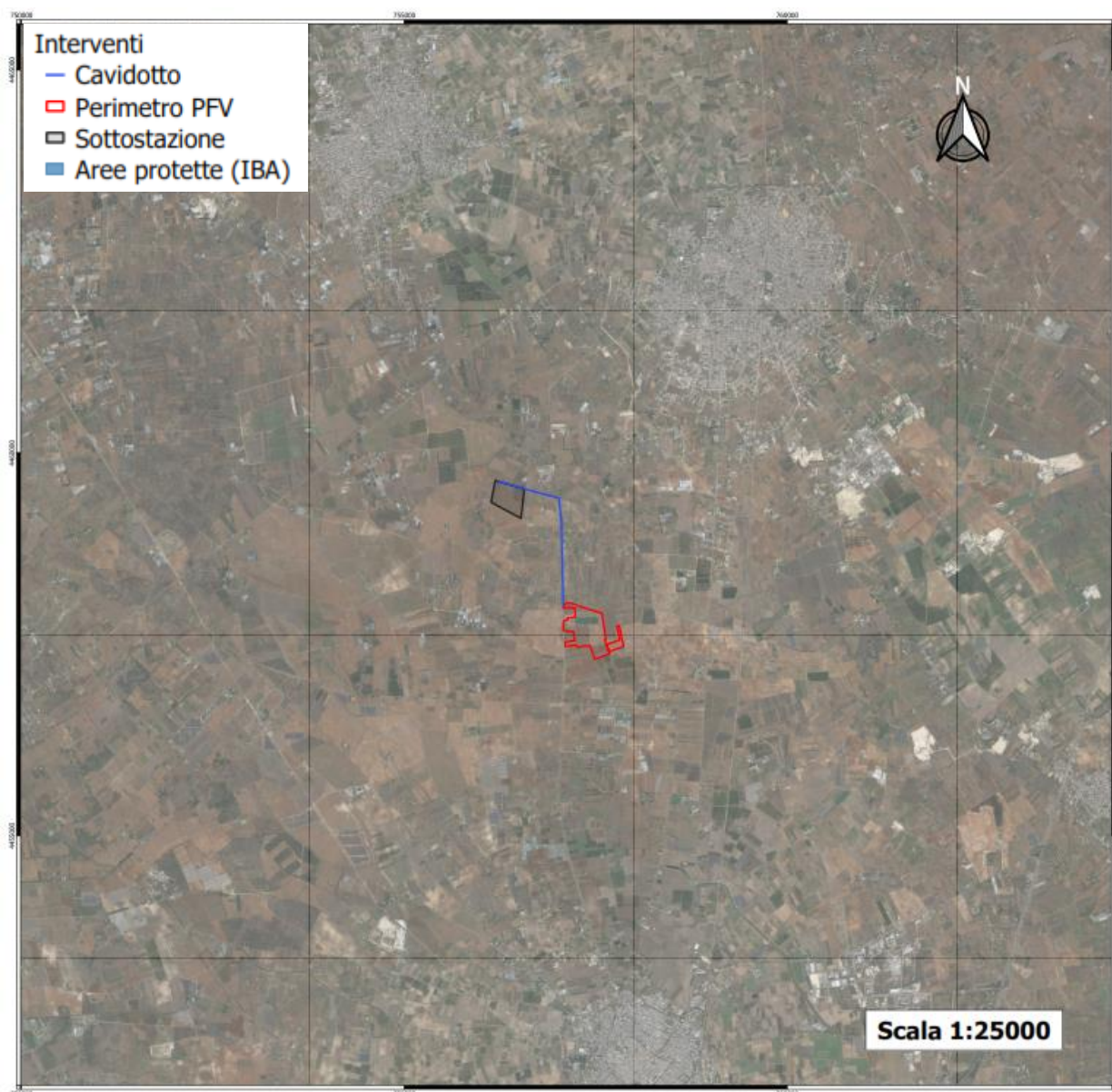
Tale elenco è stato aggiornato con la delibera del 18 dicembre 1995 ed allo stato attuale risultano istituite nel nostro paese le seguenti tipologie di aree protette:

- Parchi nazionali;
- Parchi naturali regionali;
- Riserve naturali.

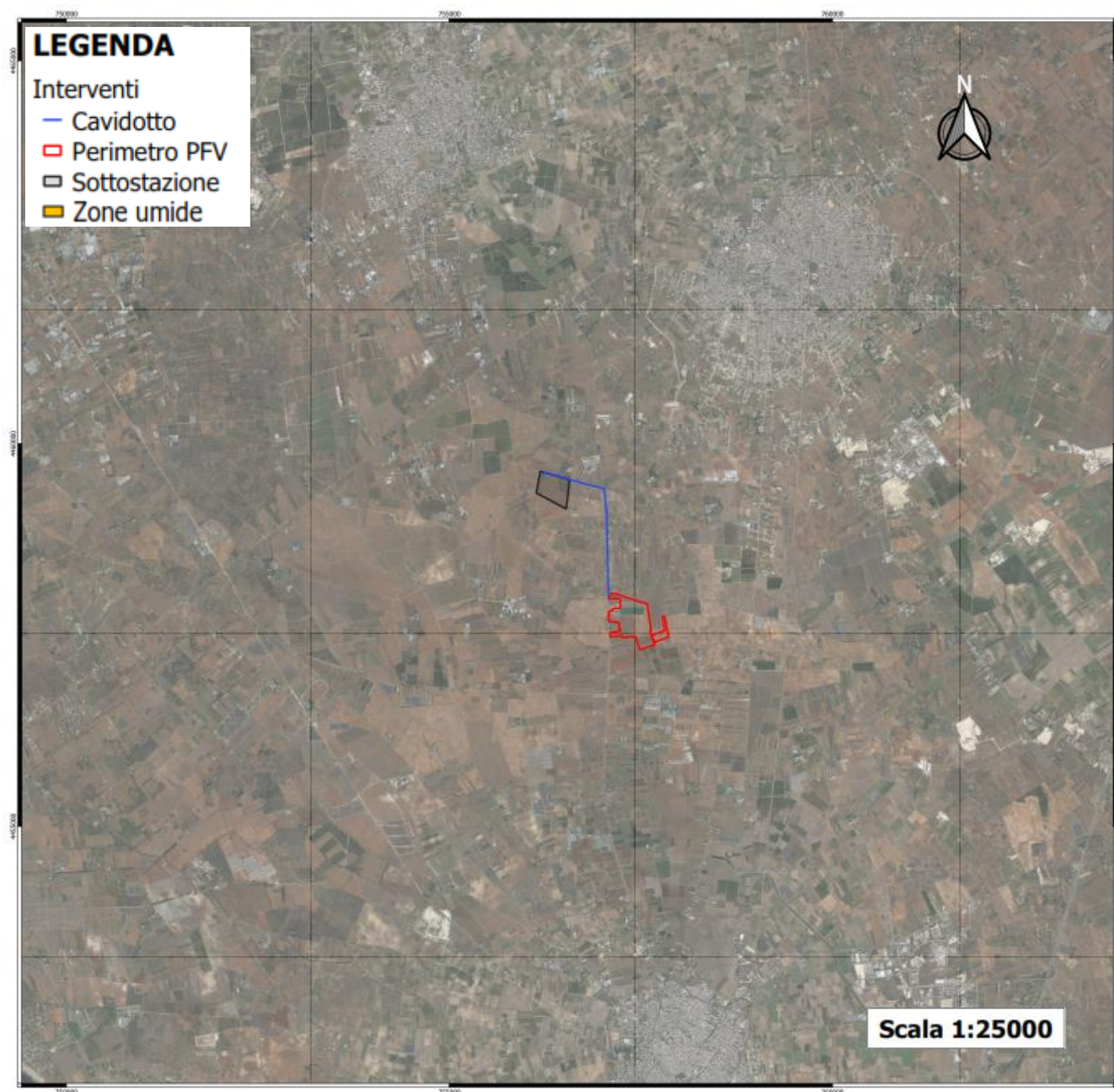
Nel caso in esame, come si evince dalla cartografia di seguito riportata, il progetto non ricade all'interno di alcuna area protetta.



*Figura 8– Individuazione aree EUAP su ortofoto.*



*Figura 9-Individuazione aree protette IBA*



*Figura 10-Individuazione aree protette zone umide Ramsar*

**Come si può notare dalle ortofoto sopra riportante i vincoli appena descritti, l'intervento in progetto non ricade in alcun Sito protetto (EUAP, IBA e Ramsar)**

### **Siti Rete Natura 2000**

Rete Natura 2000 è la rete delle aree naturali e seminaturali d'Europa, cui è riconosciuto un alto valore biologico e naturalistico. Oltre ad habitat naturali, essa accoglie al suo interno anche habitat trasformati dall'uomo nel corso dei secoli. L'obiettivo di Natura 2000 è contribuire alla salvaguardia della

biodiversità degli habitat, della flora e della fauna selvatiche attraverso l'istituzione di Zone di Protezione Speciale sulla base della Direttiva "Uccelli" e di Zone Speciali di Conservazioni sulla base della "Direttiva Habitat". Con la Direttiva 79/409/CEE, adottata dal Consiglio in data 2 aprile 1979 e concernente la conservazione degli uccelli selvatici, si introducono per la prima volta le zone di protezione speciale. La Direttiva "Uccelli" punta a migliorare la protezione di un'unica classe, ovvero gli uccelli. La Direttiva "Habitat" estende, per contro, il proprio mandato agli habitat ed a specie faunistiche e floristiche sino ad ora non ancora considerate. Insieme, le aree protette ai sensi della Direttiva "Uccelli" e quella della Direttiva "Habitat" formano la Rete Natura 2000, ove le disposizioni di protezione della Direttiva "Habitat" si applicano anche alle zone di protezione speciale dell'avifauna. Le direttive 79/409/CEE "Uccelli-Conservazione degli uccelli selvatici" e 92/43/CEE "Habitat-Conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche" prevedono, al fine di tutelare una serie di habitat e di specie animali e vegetali rari specificatamente indicati, che gli Stati Membri debbano classificare in zone particolari come SIC (Siti di Importanza Comunitaria) e come ZPS (Zone di Protezione Speciale) i territori più idonei al fine di costituire una rete ecologica definita "Rete Natura 2000". In Italia l'individuazione delle aree viene svolta dalle Regioni, che ne richiedono successivamente la designazione al Ministero dell'Ambiente.

Zone a Protezione Speciale (ZPS) La direttiva comunitaria 79/409/CEE "Uccelli", questi siti sono abitati da uccelli di interesse comunitario e vanno preservati conservando gli habitat che ne favoriscono la permanenza. Le ZPS corrispondono a quelle zone di protezione, già istituite ed individuate dalle Regioni lungo le rotte di migrazione dell'avifauna, finalizzate al mantenimento ed alla sistemazione degli habitat interni a tali zone e ad esse limitrofe, sulle quali si deve provvedere al ripristino dei biotopi distrutti e/o alla creazione dei biotopi in particolare attinenti alle specie di cui all'elenco allegato alla direttiva 79/409/CEE - 85/411/CEE - 91/244/CEE. Zone Speciale di Conservazione (ZSC) Ai sensi della Direttiva Habitat della Commissione europea, una Zona Speciale di Conservazione è un sito di importanza comunitaria in cui sono state applicate le misure di conservazione necessarie al mantenimento o al ripristino degli habitat naturali e delle popolazioni delle specie per cui il sito è stato designato dalla Commissione europea. Un SIC viene adottato come Zona Speciale di Conservazione dal Ministero dell'Ambiente degli stati membri entro 6 anni dalla formulazione dell'elenco dei siti. Tutti i piani o progetti

che possano avere incidenze significative sui siti e che non siano direttamente connessi e necessari alla loro gestione devono essere assoggettati alla procedura di valutazione di incidenza ambientale.

**Siti di Interesse Comunitario (SIC)** I siti di Interesse Comunitario istituiti dalla direttiva Comunitaria 92/43/CEE "Habitat" costituiscono aree dove sono presenti habitat d'interesse comunitario, individuati in un apposito elenco. I SIC sono quei siti che, nella o nelle regioni biogeografiche cui appartengono, contribuiscono in modo significativo a mantenere o a ripristinare un tipo di habitat naturale di cui all'allegato "A" (DPR 8 settembre 1997 n. 357) o di una specie di cui all'allegato "B", in uno stato di conservazione soddisfacente e che può, inoltre, contribuire in modo significativo alla coerenza della rete ecologica "Natura 2000" al fine di mantenere la diversità biologica nella regione biogeografica o nelle regioni biogeografiche in questione. Per le specie animali che occupano ampi territori, i siti di importanza comunitaria corrispondono ai luoghi, all'interno della loro area di distribuzione naturale, che presentano gli elementi fisici o biologici essenziali alla loro vita e riproduzione.

**L'intervento in progetto non ricade in alcun Sito Rete Natura 2000.** Il sito più prossimo risulta la zona speciale di conservazione, denominata “Palude del Capitano”, situata a sud-ovest rispetto al parco agrovoltaiico in progetto e distante circa 8 km.



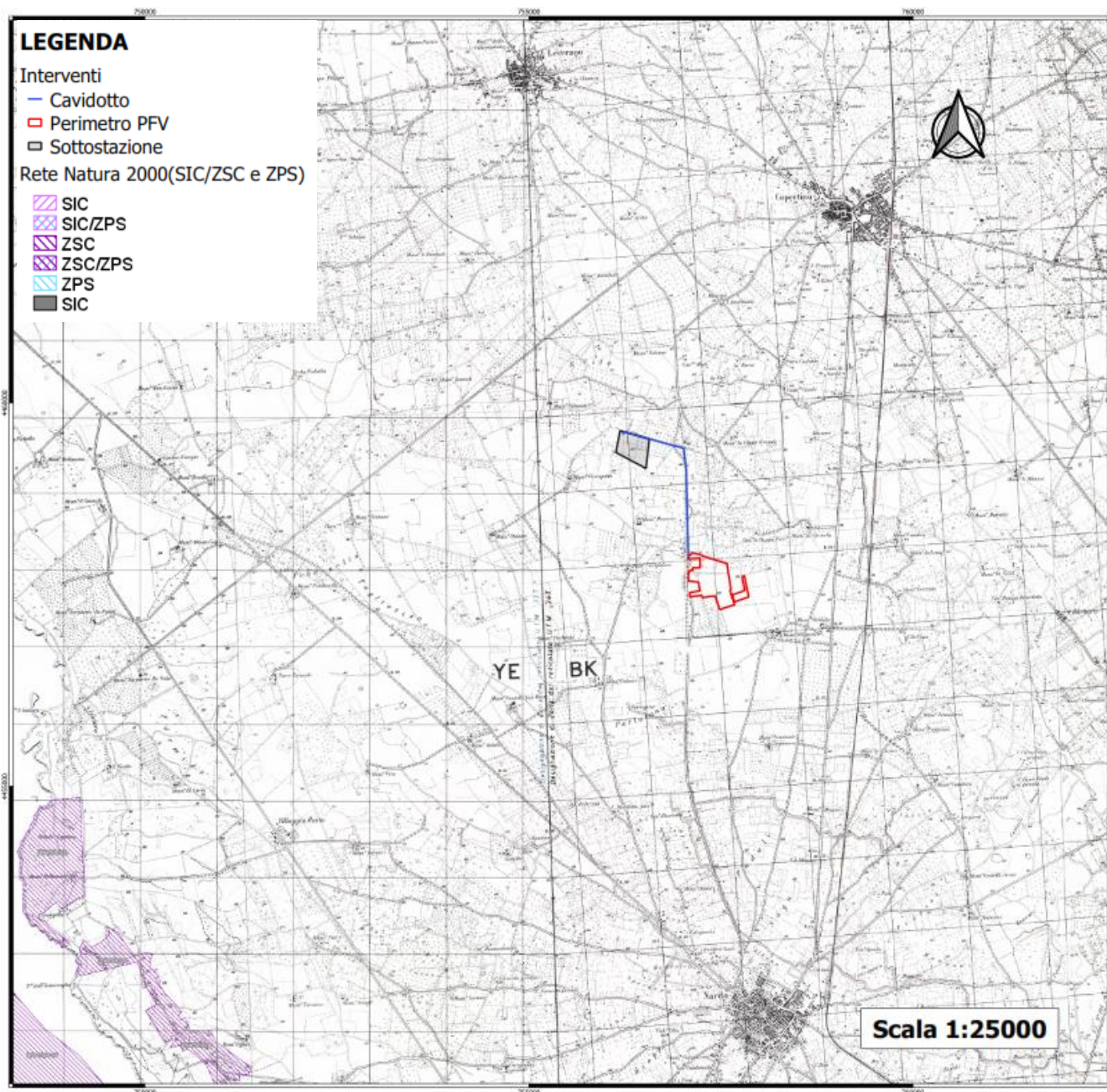


Figura 11– Individuazione delle aree rete natura 2000

### Parchi e Riserve Regionali

Per quanto riguarda i parchi e le riserve regionali, come si vede dall’ortofoto sottostante, risultano lontani dal progetto dell’agrovoltaico in esame; l’area più vicina è una riserva statale distante circa 8 km a sud ovest rispetto al confine del parco agrovoltaico in progetto.



*Figura 12 – Parchi e Riserve Regionali*

### 3.1.3 Piano Stralcio di Bacino per l’Assetto Idrogeologico (PAI)

Il progetto in esame è stato verificato con il PAI che è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni, le norme d’uso del suolo e gli interventi riguardanti l’assetto idrogeologico del territorio di competenza dell’Autorità di Bacino.

Il Piano stralcio individua le aree a rischio idraulico e di frana del territorio in funzione delle caratteristiche di dissesto del territorio, le aree caratterizzate da diverso grado di suscettività al dissesto, rispetto alle quali si sono impostate le attività di programmazione contenute nel Piano.

**Dall’esame della cartografia, si nota che all’interno dell’area interessata dal progetto, non sono presenti delle aree a pericolosità geomorfologica** (vedi carta PAI pericolosità Geomorfologica); le aree a pericolosità geomorfologica più vicine sono localizzate a circa 1.5km rispetto al perimetro dell’agrovoltaico in questione (PG2 e PG3). Si veda l’immagine qui sotto per una maggiore comprensione.

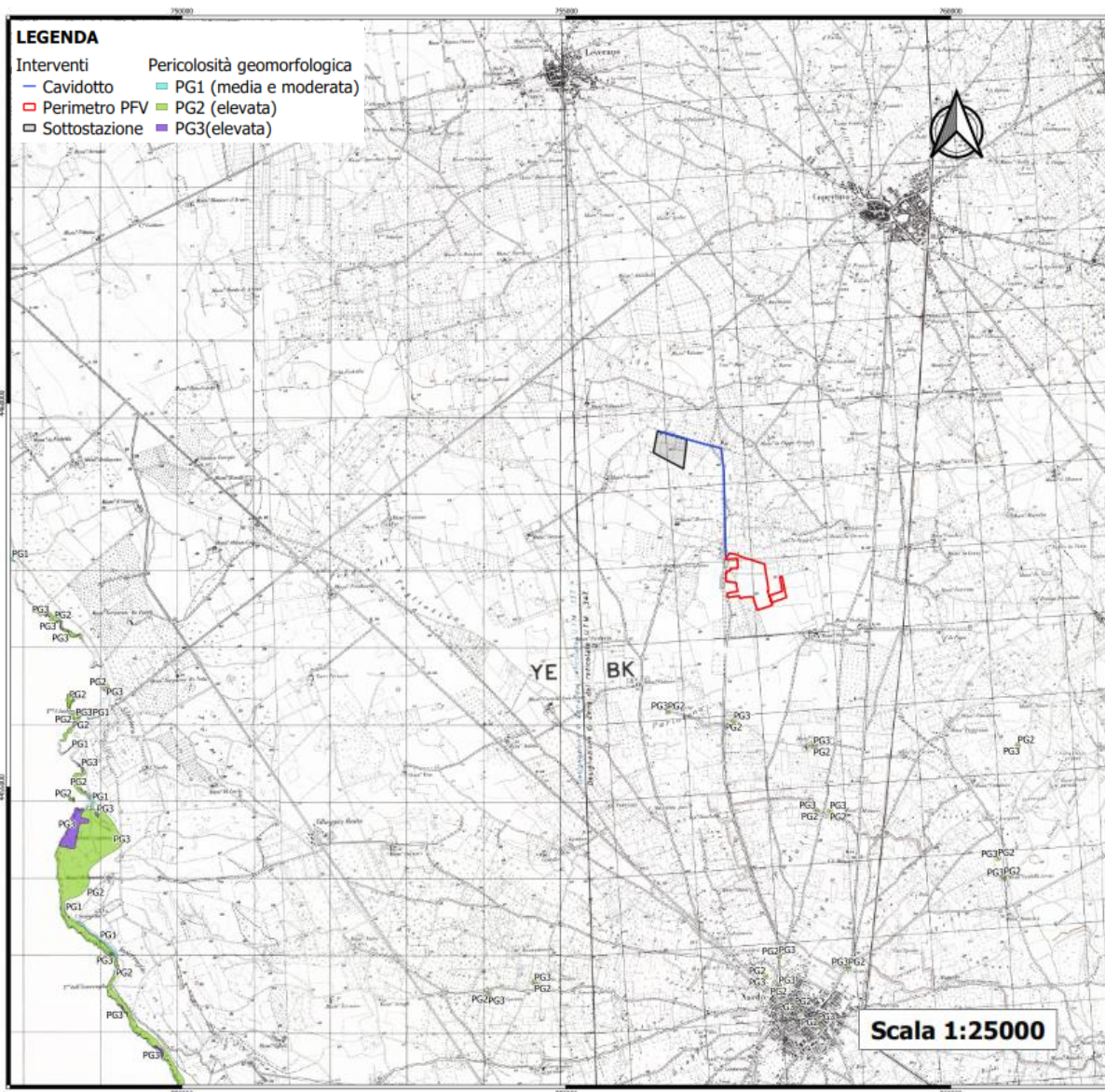


Figura 13- PAI Pericolosità geomorfologica

Dall’esame della carta della pericolosità idraulica, si nota come ci siano delle piccole aree, poste nell’area nord del perimetro dell’impianto, classificate come aree a pericolosità idraulica bassa e media. (vedasi carta PAI pericolosità idraulica)

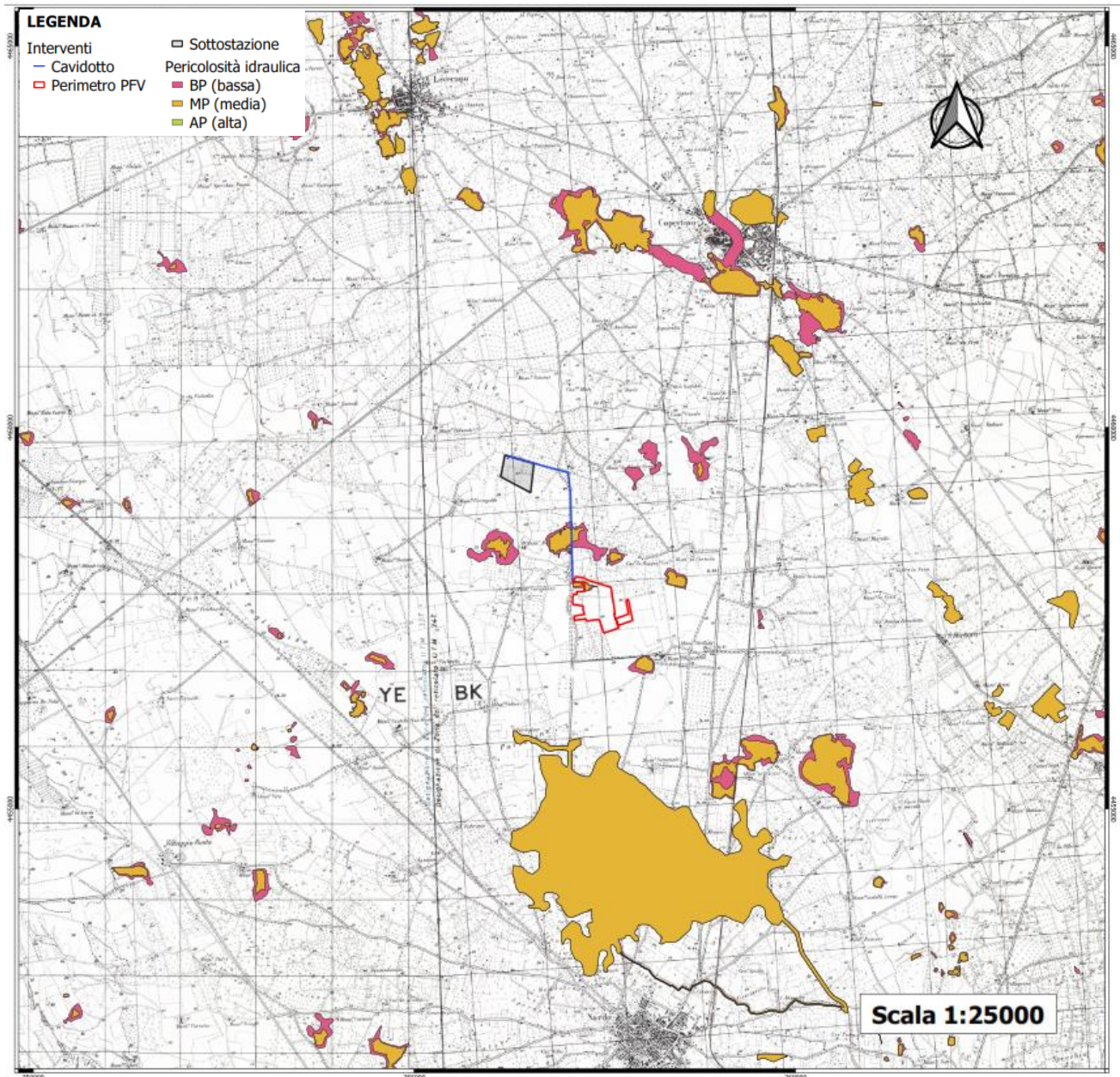


Figura 14-PAI pericolosità idraulica.

### **3.1.4 Viabilità stradale, ferroviaria e aeroportuale**

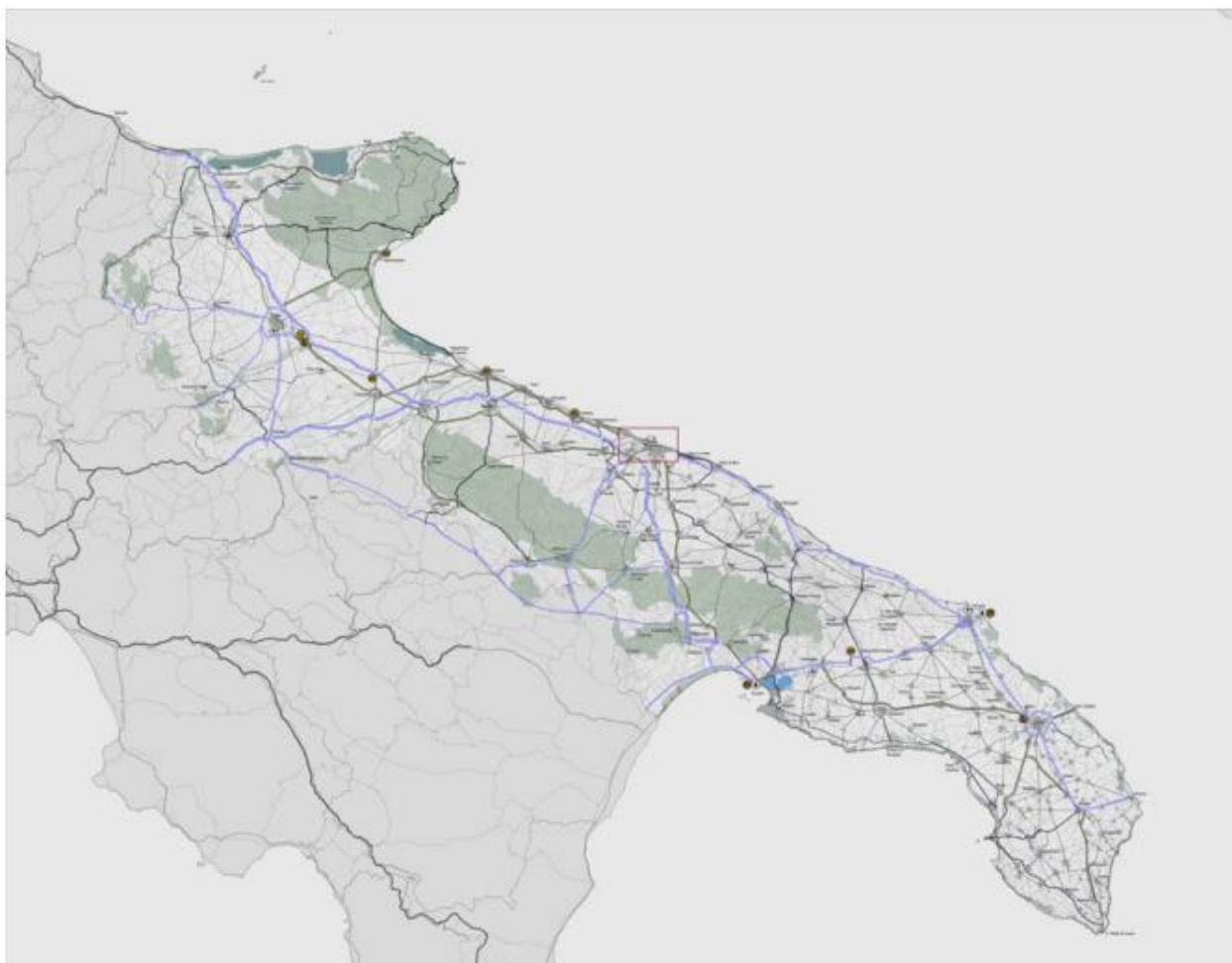
La rete viaria principale risulta essere costituita dall’asse autostradale (A14) e dall’asse longitudinale della Statale 16 che percorre il territorio regionale da Nord a Sud parallelamente alla costa. Esso rappresenta una vera e propria spina dorsale del sistema viario su cui si strutturano i collegamenti principali alle reti urbane. Da Bovino, attraversando velocemente il Tavoliere e l’Ofanto, l’asse si affianca alla costa percorrendola fino a Monopoli, arretra quindi da Fasano fino a Brindisi e, sempre mantenendosi nell’entroterra, prosegue fino a Lecce. Da esso si dipartono le due ex consolari che collegano Bari e Lecce a Taranto e le penetranti radiali da Bari verso Altamura, Acquaviva e Santeramo. Su esso si impianta la fitta sequenza di cortissimi collegamenti tra i porti del nord barese e i loro centri agricoli gemelli dell’entroterra, collegati dall’ex Mediterranea che raddoppia verso l’interno il collegamento longitudinale principale. Ad esso, inoltre, si aggancia il sistema viario peninsulare salentino, caratterizzato da una doppia viabilità interna che tocca la costa a Gallipoli. A questa struttura principale si sovrappone una rete più minuta (reti di città) caratterizzata, nella terra di Bari, da un fitto sistema stellare di sentieri e strade sterrate che si dipartono dagli insediamenti maggiori verso il territorio rurale circostante, in terra d’Otranto, da una ragnatela di collegamenti tra piccoli centri diffusi, nella Capitanata, da un sistema radiale costituito da pochi assi che collegano il capoluogo ai maggiori centri agricoli della provincia. La struttura profondamente diversa di questi sistemi - maglia fitta, maglia larga, sistema radiale più o meno fitto, è indicativa delle diverse relazioni che, in ogni ambito, i centri hanno intessuto tra di loro e con il territorio circostante.

Gli assi ferroviari seguono le stesse logiche delle infrastrutture viarie, ma con differenziazioni interne al territorio regionale tali da evidenziare, talvolta, un mancato adeguamento della rete infrastrutturale alle trasformazioni produttive e sociali, specie in Capitanata. L’introduzione della ferrovia non modifica, tuttavia, i caratteri generali del sistema di comunicazioni regionale se non per un più deciso inserimento dei centri regionali in un sistema interregionale e per una accentuata attrazione dei centri costieri, Bari, Barletta, Taranto e Brindisi. In generale comunque la Puglia gode di una rete di infrastrutture composta da:

- Oltre 11.000 Km di rete stradale (oltre 300km di autostrade e 18 caselli autostradali);
- Oltre 1600 Km di rete ferroviaria;

- un sistema portuale costituito da 3 porti principali (Bari, Brindisi e Taranto) e 6 porti minori (Manfredonia, Barletta, Molfetta, Monopoli, Otranto, Gallipoli);
- 1 Interporto Regionale della Puglia;
- 1 “Rete aeroportuale pugliese” costituita da 4 aeroporti: Bari, Brindisi, Foggia, Grottaglie, Taranto.

La “Rete aeroportuale pugliese” è costituita da 4 aeroporti specializzati con ruoli ben precisi. Tale caratteristica rappresenta un punto di forza per il sistema regionale. Nel 2019 Bari e Brindisi hanno registrato un + 7% di traffico di passeggeri rispetto al 2018. Taranto invece conferma la sua valenza strategica per la movimentazione internazionale delle merci che non sembra risentire della stagionalità.



*Figura 15- Rete di collegamento regionale*

### **3.1.5 Strumenti di pianificazione urbanistica**

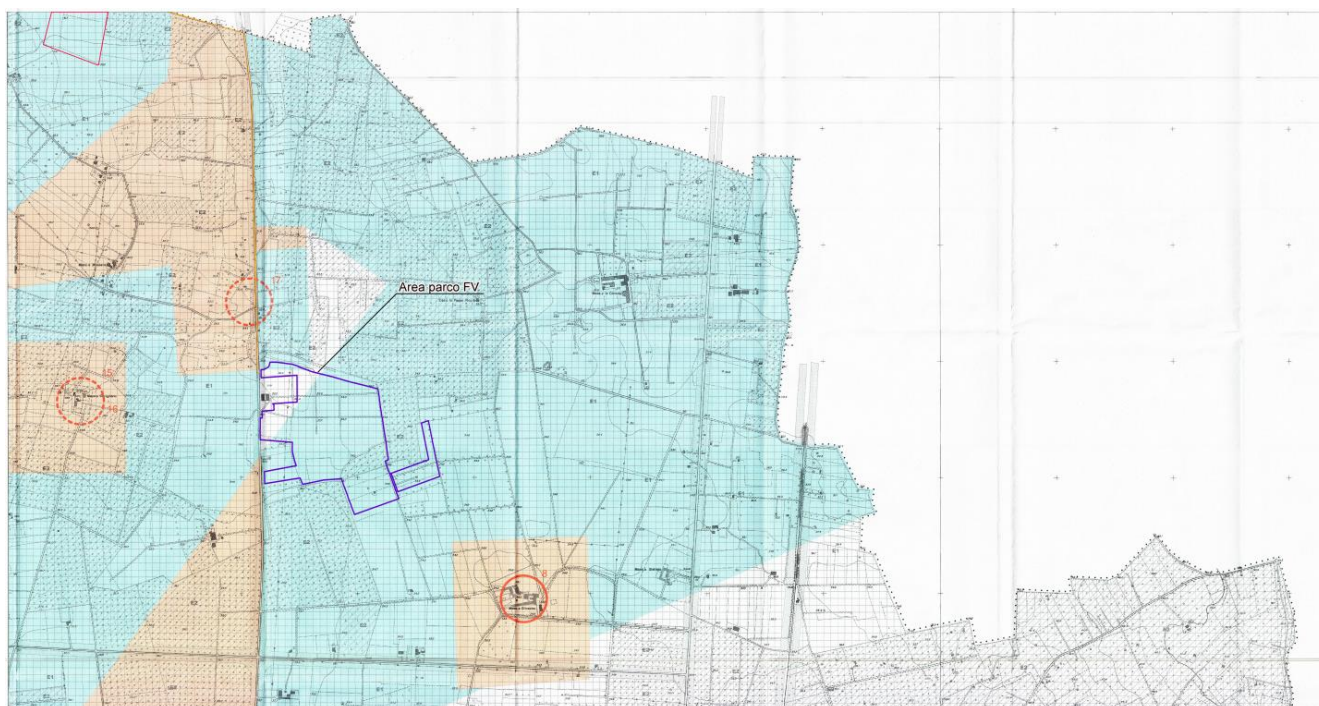
Il Piano Regolatore Generale (PRG), istituito dalla lontana legge urbanistica nazionale (1150/1942), ha visto una notevole evoluzione dal punto di vista delle componenti naturali del territorio, cosa che ha portato a focalizzare un’attenzione nuova per le aree extra urbane.

Il Piano Regolatore Generale del Comune di Nardò è stato approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 345/2001.

L’area oggetto d’intervento ricade in zona E – Destinata ad Uso Agricolo e comprendono le aree del territorio comunale destinate al mantenimento ed allo sviluppo dell’attività e produzione agricola.

Non sono consentiti interventi che risultino in contrasto con tale finalità o con i caratteri ambientali del territorio agricolo o che alterino l'equilibrio ecologico.

Qualsiasi intervento di trasformazione o di ristrutturazione agricola dovrà prevedere il miglioramento delle condizioni idrogeologiche del terreno e l’incremento del patrimonio arboreo nel rispetto delle prescrizioni generali.



**ZONE E - DESTINATE AD USO AGRICOLO**

|   |           |   |   |                                    |
|---|-----------|---|---|------------------------------------|
|  | <b>E1</b> | ZONE AGRICOLE PRODUTTIVE NORMALI                  |  | ATD 11 - Ambiti Estesi di valore A |
|  | <b>E2</b> | ZONE AGRICOLE CON PREVALENTI COLTURE ARBOREE      |  | ATD 11 - Ambiti Estesi di valore B |
|  | <b>E3</b> | ZONE DI SALVAGUARDIA AMBIENTALE                   |  | ATD 11 - Ambiti Estesi di valore C |
|  | <b>E4</b> | PARCO NATURALE - ZONA DI SALVAGUARDIA ECOLOGICA   |  | ATD 11 - Ambiti Estesi di valore D |
|  |           | EDIFICI RURALI DI INTERESSE AMBIENTALE (MASSERIE) |   |                                    |

*Figura 16 – Stralcio dello strumento urbanistico vigente del comune di Nardò con indicazione degli ambii territoriali estesi*

Secondo quanto si evince dallo Stralcio dello strumento urbanistico vigente del comune di Nardò, il terreno adibito al campo fotovoltaico ricade in Zona E. 1 - Zone agricole e produttive normali e per un breve tratto in zona E.2 - Zone agricole con prevalenti colture arboree.

Il Piano Urbanistico Territoriale Tematico per il paesaggio (PUTT/P), approvato con delibera G.R. n 1748/2000, pubblicata sul BURP n 6 del 13.01.2001, dalla Regione Puglia, sottopone a specifica normativa l’intero territorio regionale e pertanto si configura non solo come Piano Paesaggistico ma anche come Piano urbanistico territoriale che costituisce un quadro organico di riferimento per la pianificazione generale e/o di settore dell’intero territorio regionale ad ogni livello.

Inoltre il PUTT/P ha individuato i cosiddetti Ambiti Territoriali Distinti (ATD) o emergenze e/o componenti e insiemi di pregio che caratterizzano il paesaggio regionale. Nello specifico:



- l’area d’impianto ricade in ambito esteso C – “Valore distinguibile laddove pur non sussistendo la presenza di un bene costitutivo, sussista la presenza di vincoli (diffusi) che ne individui una significatività”;
- il Cavidotto passa su strada esistente (SP 115) e ricade nel buffer segnalazione architettonica M. POZZO VIVO che ricade nell’ambito esteso B valore rilevante laddove sussistano condizioni di presenza di un bene costitutivo con o senza prescrizioni vincolistiche preesistenti;
- la sottostazione elettrica SSE ricade in ambito esteso C – “Valore distinguibile laddove pur non sussistendo la presenza di un bene costitutivo, sussista la presenza di vincoli (diffusi) che ne individui una significatività”.

La realizzazione di tale impianto, recependo le prescrizioni imposte per le zone E1 e E2, persegue obiettivi di qualità paesaggistica accrescendo e non sminuendo il valore del sito; l’agrovoltaiico assicura la coltivazione del terreno sottostante i pannelli e quindi non verrà meno la destinazione agricola dell’area.

### **3.2 Inquadramento geologico**

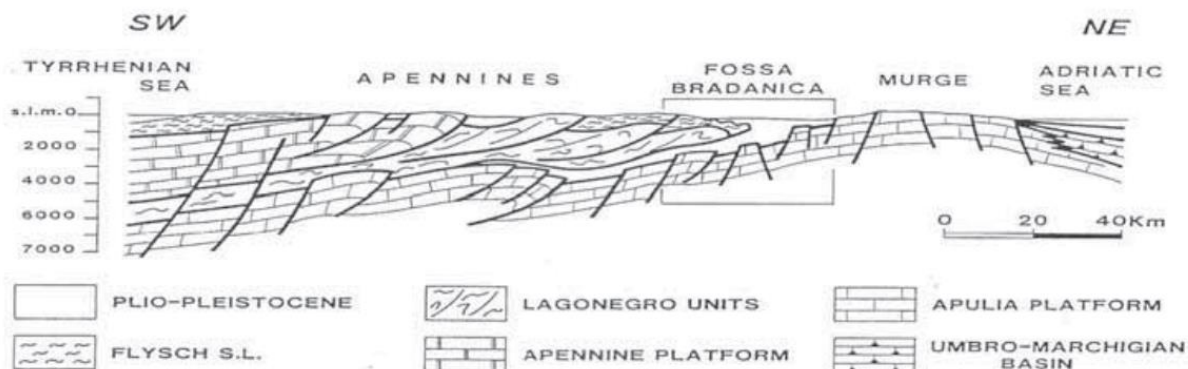
L’area in studio si colloca nell’ Avampaese Apulo. Trattasi di un’area stabile con una crosta continentale di spessore normale (Moho a circa 32 Km) coperta da 6 Km di evaporiti e carbonati neritici. Questi ultimi passano gradualmente e lateralmente a facies di bacino carbonatico sulla scarpata orientale del Gargano. Le Puglie sono fagliate verso ovest e verso NW, sotto il fronte Appenninico.

In particolare l’area in studio è interamente compresa nel foglio geologico n° 214 “Gallipoli” della Carta Geologica d’Italia in scala 1:100.000.



La genesi della Catena dell’Appennino Meridionale inizia nell’Oligocene Superiore-Miocene Inferiore (Monaco e Tortorici, 1998) e deriva dall’evoluzione del margine continentale passivo mesozoico e dalla sua inversione in margine attivo durante la subduzione della placca Adriatica verso ovest (Prosser et al., 1996). La tettonica compressiva è stata quindi la causa dell’impilamento delle diverse unità di derivazione differente (Monaco e Tortorici, 1998; Menardi Noguera e Rea, 2000; Lentini et al., 2002) e della geometria a pieghe e sovrascorrimenti (fold-and-thrust belt) est-vergente che la catena possiede attualmente (Doglioni et al., 1994; Schiattarella et al., 2003).

L’insieme dell’orogene appenninico è costituito da domini strutturali che si trovano ad est della catena. Essi sono l’avanfossa, detta Fossa Bradanica (Auct.), e l’Avampaese Apulo (Auct.), che coincide con l’altopiano delle Murge.



*Figura 17-Sezione geologica dell’Italia Meridionale. Da Sella et al., 1988.*

Nell’area salentina affiorano successioni stratigrafiche mioceniche, riferibili a due cicli sedimentari, probabilmente separati da una breve lacuna sedimentaria, ben distinti sotto gli aspetti paleogeografico e paleoambientale.

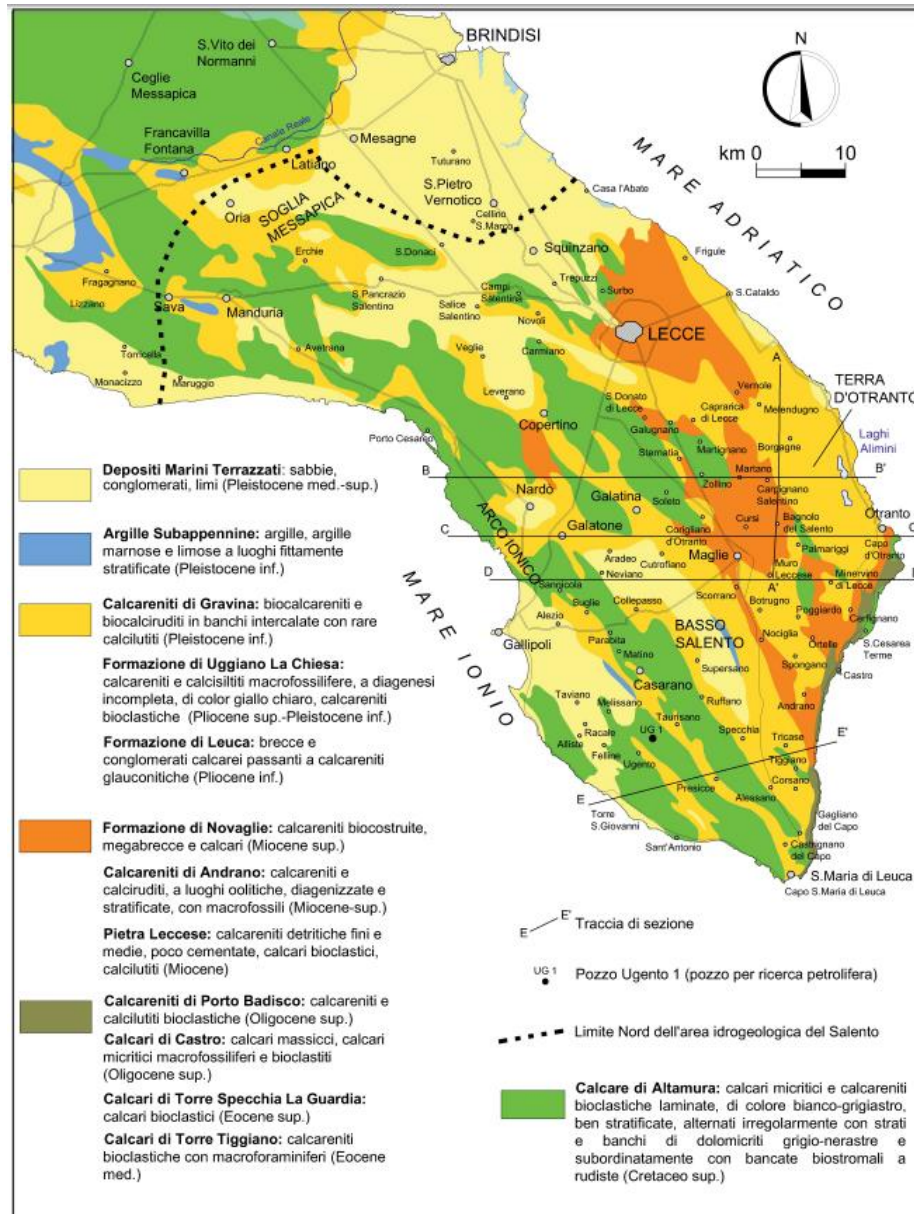
Al ciclo più antico (Burdigaliano-messiniano inferiore; BOSSIO et alii, 1987, 1989) appartiene la formazione della Pietra leccese, in trasgressione sia sui calcari cretacei sia su quelli paleogenici. Essa è costituita da calcari detritici, calcari bioclastici e da una biocalcarenite giallina, talvolta verdognola per la presenza di glauconite, priva di stratificazione.

I depositi del ciclo sedimentario successivo (messiniano inferiore) costituiscono un sistema deposizionale di piattaforma carbonatica, affiorante lungo il tratto salentino tra Castro e Leuca, con giacitura trasgressiva sulle unità più antiche, cretaceomioceniche. Trattasi della formazione delle Calcareniti di Andrano, depositatasi in un ambiente tidale/intertidale di piattaforma carbonatica interna, sono costituite da calcareniti e calciruditi ben stratificate, a luoghi oolitiche con struttura laminare a festoni, diagenizzate o semicoerenti con abbondanti macrofossili, rappresentati in prevalenza da gusci di molluschi e Brachiopodi.

Nelle aree murgiane e salentine, la formazione delle Calcareniti di Gravina è costituita da biocalcareniti e biocalciruditi intrabacinali e/o da calciruditi terrigene a clasti calcarei erosi dalle unità cretacee di avampaese.

A diverse altezze dal piano campagna, sono presenti livelli e lenti sabbioso-limosi, maggiormente frequenti nelle porzioni superiori della successione, e livelli vulcanoclastici di diversa età.

A luoghi si rinvencono Depositi marini terrazzati del Pleistocene medio-superiore.



*Figura 18-Carta geologica della penisola Salentina.*

### 3.2.1 Geologia dell’area

Il rilevamento geologico di superficie ha consentito di riconoscere e cartografare le litologie principali di seguito descritte dalle più recenti alle più antiche.

Al di sotto di una copertura discontinua di terreno vegetale limoso argilloso rossastro, fanno seguito sedimenti calcarei e calcareo dolomitici biancastri e grigiastri e quasi ovunque molto compatti, micritici. Nei primi 3 mt, i calcari si rinvengono in blocchi e banchi fratturati. Questi depositi cretatici, potenti oltre 6000m (pozzo Agip presso Ugento), si presentano stratificati e in più punti fratturati e piegati nonchè interessati da fenomeni carsici sia micro che macro.



*Figura 19- Litologie affioranti nei pressi dell’area di interesse.*

Nella recente letteratura i depositi fin qui descritti vengono riferiti al Calcare di Altamura del Cretaceo, che si suddivide in Dolomie di Galatina e Calcare di Melissano.

Si distinguono, in particolare, dal più antico al più giovane le seguenti litologie:

- Calcareniti di Andrano: costituite da Calcari compatti grigio - nocciola, di età del Miocene sup. Langhiano.
- Dolomie di Galatina: rappresentate da Dolomie grigio -nocciola, spesso vacuolari, calcari dolomitici e calcari grigi. L’età è del Cretaceo, Cenomaniano.

**RELAZIONE GENERALE**

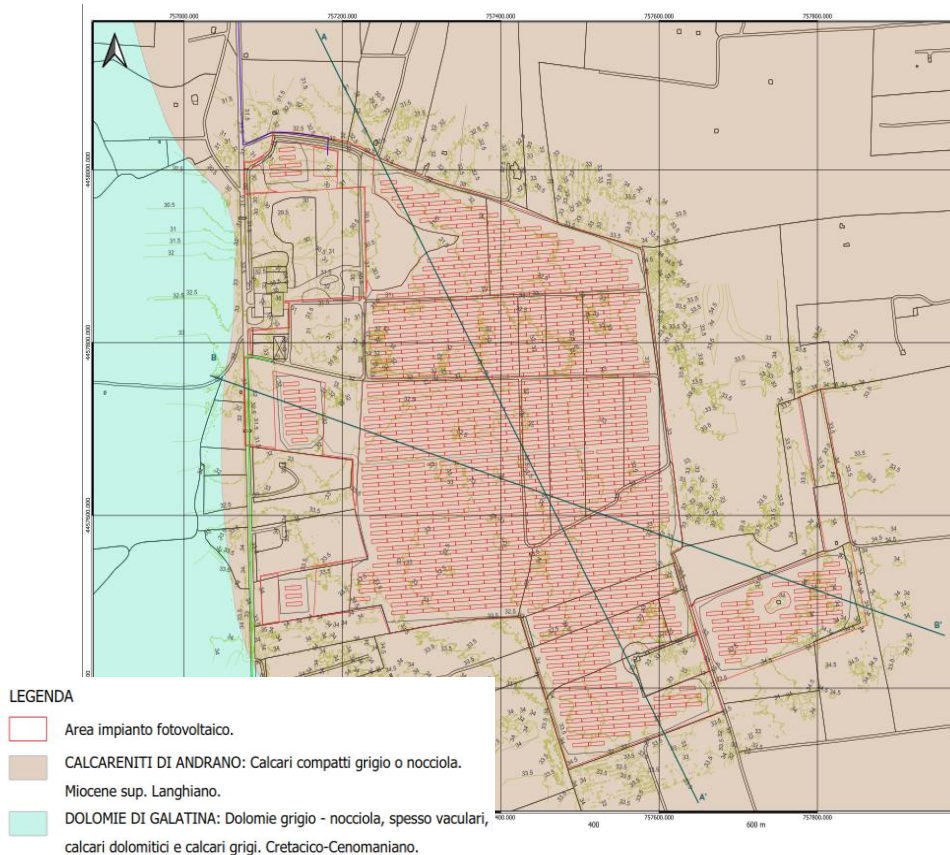
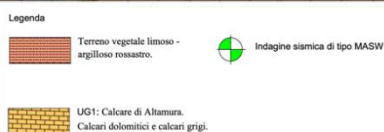
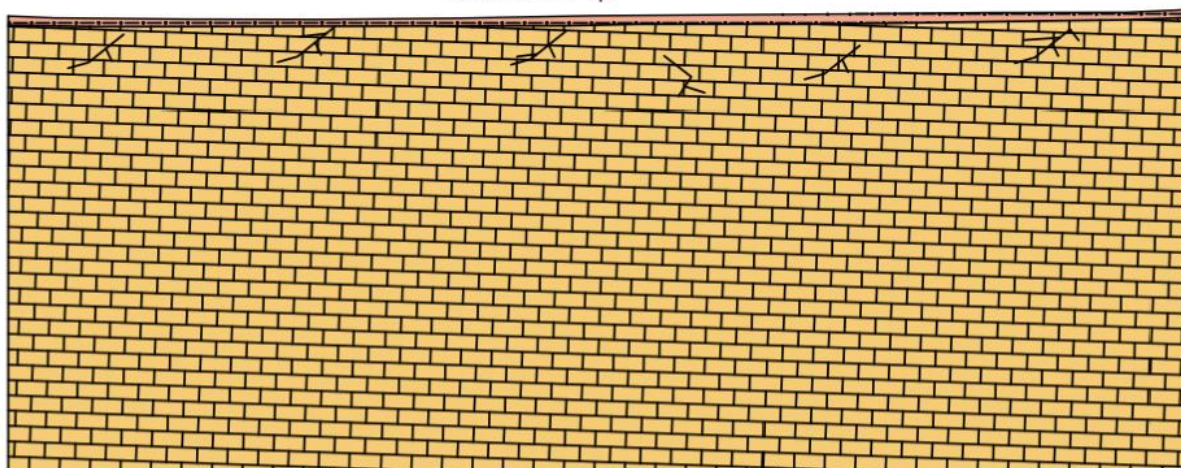


Figura 20-Carta geologica su CTR scala 1:2.000

MASW01 



### 3.2.2 Geomorfologia

L’area di interesse è posta a quota di circa 30 m s.l.m. ed insiste su un territorio caratterizzato da una forte antropizzazione e prevalentemente pianeggiante.

La morfologia restituisce una configurazione della superficie topografica piatta e monotona priva di elementi morfologici significativi. L’idrografia superficiale è rappresentata da deboli solchi erosivi, mal distinguibili in campagna, testimonianza di temporanee linee potenziali di deflusso superficiale delle acque meteoriche corrivanti sulla superficie topografica. I bacini idrografici sono di conseguenza mal definibili in quanto in quasi tutti i punti risulta incerta la linea di spartiacque; quest’ultima è quasi ovunque rappresentata da imposizioni antropiche quali muri delimitanti proprietà, fabbricati, recinzioni ecc.. Nell’area non si ravvisano elementi di pericolosità geomorfologica o idraulica né tantomeno di rischio. Sia sul sito che in prossimità di esso, non sono presenti componenti geomorfologiche di rilievo.



*Figura 21-Morfologia del sito*

### 3.2.3 Idrogeologia dell’area

I depositi che caratterizzano il sito di studio presentano un grado di permeabilità per fessurazione e carsismo. L’unica falda presente è quella di fondo ospitata nella potente formazione carbonatica cretacea - Fonte Piano Tutela delle Acque (PTA).

Le rocce carbonatiche preneogeniche, le quali rappresentano l’impalcatura geologica della Penisola Salentina, sono infatti notevolmente interessate da fenomeni di fatturazione e dissoluzione carsica. Questa formazione risulta quindi molto permeabile per fessurazione e carsismo e permette quindi l’esistenza di una potente falda acquifera sotterranea.

Detta falda viene definita “profonda” per distinguerla da altre, superficiali, contenute, in altri luoghi nei terreni post-cretacei; la falda profonda è sostenuta al letto dalle acque marine di invasione continentale, il passaggio dalle acque sfruttabili a concentrazione salina inferiore ad 1 g/l a quelle marine sottostanti (le cui concentrazioni sono dell’ordine di 35 g/l), avviene attraverso una zona di transizione o interfaccia segnata da repentini aumenti della concentrazione salina.

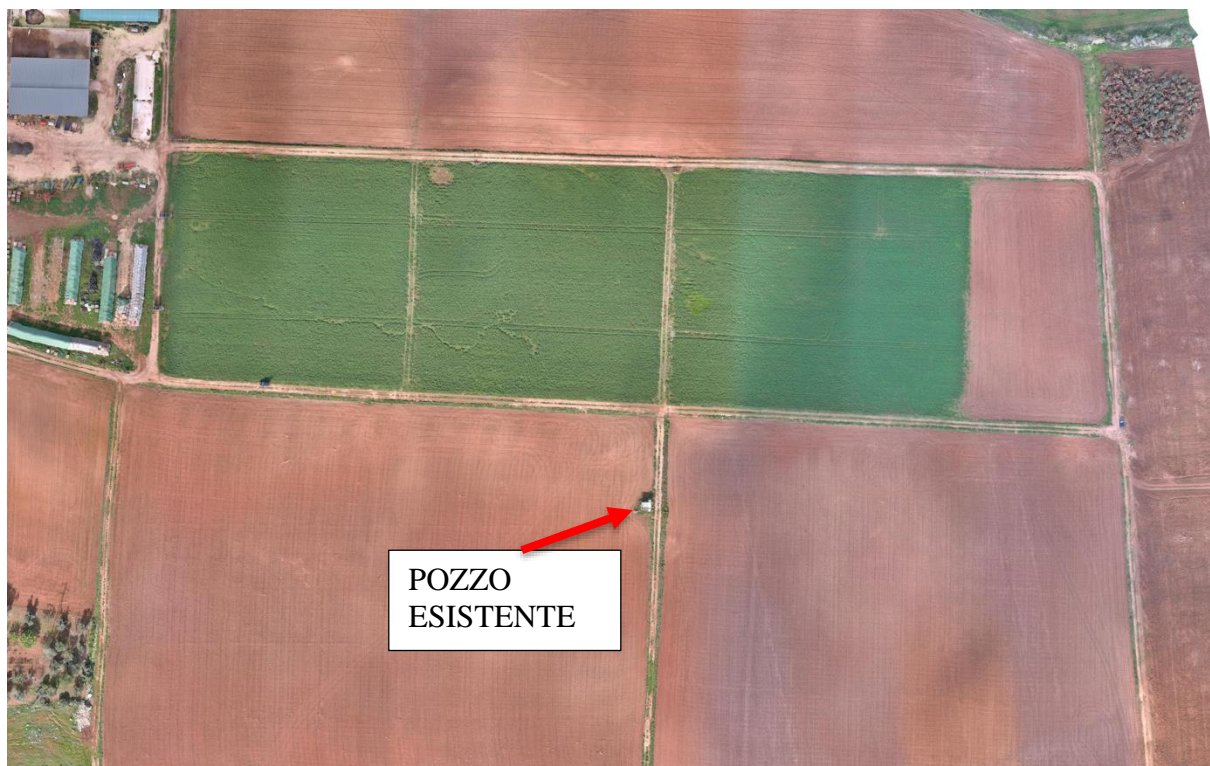
Dall’esame della morfologia della superficie piezometrica si rileva inoltre come il deflusso idrico sotterraneo nell’area in esame si realizzi verso ovest sotto cadenti idrauliche medie dell’ordine dello 0.3-0.4 % con valori minimi dello 0.1 % e massimi dello 0.5 %; ciò è anche conseguenza dell’ampia eterogeneità di permeabilità dell’acquifero. Il livello freaticometrico è di circa 1,8 m rispetto al livello del mare.

Determinante inoltre è l’influenza esercitata dal diretto contatto laterale o dal basso, della falda con l’acqua marina. Infatti anche nelle sole condizioni di equilibrio si determina nelle acque di falda un aumento della originaria concentrazione salina ad opera delle acque marine invadenti il continente. Dato il carico idraulico dell’area di interesse (1,8 m) si può però ipotizzare che nell’area di interesse ci siano almeno 70 m di acque dolci.

Dati di letteratura consentono di attribuire mediamente alle formazioni calcareo- dolomitiche salentine un coefficiente  $k$  di permeabilità oscillante fra  $10^{-1}$  e  $10^{-3}$  cm/sec.

**Si fa presente che all’interno del lotto di nostro interesse è ubicato un pozzo per acqua** Con coordinate UTM 34 X=246949,565 Y= 4457574,309 della profondità di circa 40 m, con livello di falda statico a 34 mt;





Dalla consultazione del portale del Ispra Ambiente (<http://portalesgi.isprambiente.it/lista-servizi-wms/Boreholes>), il pozzo per acqua più vicino si trova ad una distanza di 1790m ed è catalogato con codice 206903 e riporta la seguente litologia: 0.40 m di Terreno vegetale; 17.60 m Pietra Leccese; 15.00 m Calcare Compatto; 17.00 m Calcare grigio compatto; 13,00 m calcare grigio fratturato con falda. La profondità del pozzo è di 63m.

**RELAZIONE GENERALE**

Stampa

| Dati generali  | Ubicazione indicativa dell'area d'indagine  |
|--|---|
| <b>Codice:</b> 206903<br><b>Regione:</b> PUGLIA<br><b>Provincia:</b> LECCE<br><b>Comune:</b> COPERTINO<br><b>Tipologia:</b> PERFORAZIONE<br><b>Opera:</b> POZZO PER ACQUA<br><b>Profondità (m):</b> 63,00<br><b>Quota pc slm (m):</b> ND<br><b>Anno realizzazione:</b> ND<br><b>Numero diametri:</b> 1<br><b>Presenza acqua:</b> SI<br><b>Portata massima (l/s):</b> ND<br><b>Portata esercizio (l/s):</b> 20,000<br><b>Numero falde:</b> 0<br><b>Numero filtri:</b> 0<br><b>Numero piezometrie:</b> 1<br><b>Stratigrafia:</b> SI<br><b>Certificazione(*):</b> NO<br><b>Numero strati:</b> 5<br><b>Longitudine WGS84 (dd):</b> 18,035131<br><b>Latitudine WGS84 (dd):</b> 40,247061<br><b>Longitudine WGS84 (dms):</b> 18° 02' 06,48" E<br><b>Latitudine WGS84 (dms):</b> 40° 14' 49,43" N<br><br>(*)Indica la presenza di un professionista nella compilazione della stratigrafia |  |

**DIAMETRI PERFORAZIONE**

| Progr | Da profondità (m) | A profondità (m) | Lunghezza (m) | Diametro (mm) |
|-------|-------------------|------------------|---------------|---------------|
| 1     | 0,00              | 63,00            | 63,00         | 300           |

**MISURE PIEZOMETRICHE**

| Data rilevamento | Livello statico (m) | Livello dinamico (m) | Abbassamento (m) | Portata (l/s) |
|------------------|---------------------|----------------------|------------------|---------------|
| set/1988         | 34,00               | 34,00                | 0,00             | 20,000        |

**STRATIGRAFIA**

| Progr | Da profondità (m) | A profondità (m) | Spessore (m) | Età geologica | Descrizione litologica                            |
|-------|-------------------|------------------|--------------|---------------|---|
| 1     | 0,00              | 0,40             | 0,40         |               | TERRENO VEGETALE                                  |
| 2     | 0,40              | 18,00            | 17,60        |               | PIETRA LECCESE                                    |
| 3     | 18,00             | 33,00            | 15,00        |               | CALCARE COMPATTO                                  |
| 4     | 33,00             | 50,00            | 17,00        |               | CALCARE GRIGIO COMPATTO                           |
| 5     | 50,00             | 63,00            | 13,00        |               | CALCARE GRIGIO FESSURATO CON RICCHE FALDE D'ACQUA |

*Figura 22-Archivio nazionale delle indagini nel sottosuolo (Legge 464/1984). Pozzo per acqua.*

In virtù della permeabilità dell’insaturo che garantirebbe un rapido veicolamento di sostanze inquinanti nel sottosuolo, l’indice di protezione dell’acquifero è molto basso.

Nell’area e nelle sue immediate vicinanze non sono presenti zone di protezione speciale né aree sensibili.

Non sono riportati opere di captazione ad uso potabile (fonte PTA).

Alla luce delle considerazioni innanzi esposte si ritiene che:

Nell’area di interesse è presente la falda profonda ospitata nei calcari del Cretaceo. Essa soggiace circa 34 m il piano campagna. L’andamento delle isopieze mostra altresì come in corrispondenza dell’area di interesse i carichi idraulici risultano dell’ordine compreso tra 1,8 m s.l.m.m. e 2.0 m s.l.m.m. con direzione di moto della falda da est verso ovest. Questa constatazione induce a ritenere che localmente la falda profonda abbia una potenza dell’ordine di una settantina di metri. Il grado di protezione dell’acquifero è molto basso.

Per quanto concerne possibili influenze sull’assetto idrogeologico esistente o meglio interferenze possibili sulle qualità delle acque presenti nel sottosuolo si ritiene che l’impianto fotovoltaico da realizzare e le opere di connessione non interferiranno in alcun modo con la falda né con l’equilibrio idrodinamico esistente.

Ciò nondimeno si dovrà prestare particolare attenzione durante le fasi di cantiere ed esercizio allo scopo di evitare qualsivoglia sversamento di sostanze pericolose e inquinanti visto il grado di protezione dell’acquifero che è molto basso.

## **4. DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica, tramite l’installazione a terra di pannelli fotovoltaici montati su idonee strutture metalliche di supporto; i pannelli saranno inclinati verso SUD di 20° mentre la struttura con direzione EST – OVEST.

I pannelli, che trasformano l’irraggiamento solare in corrente elettrica continua, saranno collegati in serie formando una "stringa" che, a sua volta, sarà collegata in parallelo con le altre in apposite cassette di stringa (combiner box). Dai quadri di parallelo l’energia prodotta dai pannelli verrà trasferita mediante conduttori elettrici interrati alle cabine di campo in cui sono installati gli inverter centralizzati che la trasformano in corrente alternata. Le cabine di campo ospitano anche il trasformatore e fungono anche da "cabine di trasformazione" incrementando il voltaggio fino alla tensione (AT) 36kV. A valle dell’ultima cabina di campo, l’energia verrà trasferita mediante un unico cavidotto esterno alla futura stazione Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) tramite il punto di connessione posto nel territorio comunale di Leverano.

L’impianto è caratterizzato da una potenza di picco installata in corrente continua di 19,58MW ed è suddiviso in 2 "sottocampi", collegati a 2 cabine di campo di conversione e trasformazione.



*Figura 23-rappresentazione della struttura di supporto - vista posteriore*

#### **4.1 Principali componenti impianto**

L’impianto fotovoltaico verrà realizzato per lotti e prevede i seguenti elementi:

- Pannelli fotovoltaici
- Stringhe
- Strutture per il supporto dei moduli monoassiale con altezza indicativa da terra 2,1 m
- Cassette di stringa (combiner box) configurazione
- Cabine di campo e inverter
- Trasformatore
- Cabina di consegna
- Cavi
- Punto di consegna

##### **4.1.2 Pannelli fotovoltaici**

Al fine di ottimizzare la produzione di energia, l’impianto fotovoltaico in progetto sarà composto da un modulo monocristallino tipo Canadian Solar CS7N-650MB-AG o similare. Assemblati con 132 celle PERC bifacciali da 210 mm, questi moduli a doppio vetro hanno la capacità di convertire le luci incidenti sul lato posteriore in elettricità in aggiunta a ciò che viene generato dal lato anteriore, fornendo una maggiore potenza di uscita, un coefficiente di temperatura inferiore, una minore perdita di ombra e

una maggiore tolleranza per il carico meccanico, risultando più performanti e più convenienti in termini di generazione di energia solare, nonché tolleranza per ambienti difficili e condizioni meteorologiche estreme.

I pannelli sfruttano la tecnologia *“half cut cells”* letteralmente celle tagliate a metà.

La tecnologia *“half cut cells”* permette l’aumento della potenza del singolo modulo e della producibilità, grazie ai seguenti fattori:

**A) Maggiore tolleranza all’ombreggiamento**

Nei moduli tradizionali le celle sono collegate in serie in una matrice 6 x 10 e l’effetto di un’eventuale ombra è mitigato dai 3 diodi di by-pass. Nell’eventualità in cui una cella non venga irraggiata come le altre, uno dei 3 diodi si attiva e la produzione del modulo viene garantita solo per 2/3 (un modulo da 300W potrebbe produrre 200W). Considerando invece un modulo con 120 celle half-cut ci saranno 2 serie da 60 celle in parallelo aventi in comune i 3 diodi di by-pass. In questo modo se una cella viene ombreggiata solo 1/6 del modulo risentirà dell’ombra (un modulo da 300W potrebbe quindi produrre 250W).

**B) Diminuzione delle perdite resistive**

Nelle celle half cut, essendo la superficie metà rispetto alle celle intere, la corrente prodotta sarà anch’essa dimezzata e di conseguenza le perdite saranno ridotte di  $\frac{1}{4}$  (essendo le perdite proporzionali al quadrato della corrente). Inoltre, con una minore corrente circolante nei bus bar, la temperatura del modulo sarà più bassa concorrendo così ad aumentarne la producibilità.

**C) Minore possibilità di crack**

In una cella a minore superficie i microcrack che si formano nel tempo influiranno meno e il modulo fotovoltaico manterrà le prestazioni più a lungo nel tempo.

In allegato alla presente relazione è presente la scheda tecnica di dettaglio del modulo, mentre nel seguito si riportano le caratteristiche principali:

- **produttore: Canadian Solar;**
- **modello: CS7N-650MG;**
- **tipologia: Bifacciali**
- **potenza di picco: 650 Wp;**
- **tensione massima di sistema: 1500V DC**
- **efficienza del modulo: 20.9%**
- **tensione a circuito aperto (Voc a STC): 37.90 V;**
- **corrente di corto circuito (Isc a STC): 17.16 A;**
- **dimensioni: 2384×1303x35 mm;**
- **peso: 37.9 kg.**

**RELAZIONE GENERALE**

**ELECTRICAL DATA | STC\***

|                            | Nominal<br>Max.<br>Power<br>(Pmax) | Opt.<br>Operating<br>Voltage<br>(Vmp) | Opt.<br>Operating<br>Current<br>(Imp) | Open<br>Circuit<br>Voltage<br>(Voc) | Short<br>Circuit<br>Current<br>(Isc) | Module<br>Efficiency |
|----------------------------|------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|----------------------|
| <b>CS7N-635MB-AG</b>       | 635 W                              | 37.3 V                                | 17.03 A                               | 44.4 V                              | 18.27 A                              | 20.4%                |
| <b>Bifacial<br/>Gain**</b> | 5%                                 | 667 W                                 | 37.3 V                                | 17.89 A                             | 44.4 V                               | 21.5%                |
|                            | 10%                                | 699 W                                 | 37.3 V                                | 18.74 A                             | 44.4 V                               | 22.5%                |
|                            | 20%                                | 762 W                                 | 37.3 V                                | 20.44 A                             | 44.4 V                               | 24.5%                |
| <b>CS7N-640MB-AG</b>       | 640 W                              | 37.5 V                                | 17.07 A                               | 44.6 V                              | 18.31 A                              | 20.6%                |
| <b>Bifacial<br/>Gain**</b> | 5%                                 | 672 W                                 | 37.5 V                                | 17.92 A                             | 44.6 V                               | 21.6%                |
|                            | 10%                                | 704 W                                 | 37.5 V                                | 18.78 A                             | 44.6 V                               | 22.7%                |
|                            | 20%                                | 768 W                                 | 37.5 V                                | 20.48 A                             | 44.6 V                               | 24.7%                |
| <b>CS7N-645MB-AG</b>       | 645 W                              | 37.7 V                                | 17.11 A                               | 44.8 V                              | 18.35 A                              | 20.8%                |
| <b>Bifacial<br/>Gain**</b> | 5%                                 | 677 W                                 | 37.7 V                                | 17.97 A                             | 44.8 V                               | 21.8%                |
|                            | 10%                                | 710 W                                 | 37.7 V                                | 18.84 A                             | 44.8 V                               | 22.9%                |
|                            | 20%                                | 774 W                                 | 37.7 V                                | 20.53 A                             | 44.8 V                               | 24.9%                |
| <b>CS7N-650MB-AG</b>       | 650 W                              | 37.9 V                                | 17.16 A                               | 45.0 V                              | 18.39 A                              | 20.9%                |
| <b>Bifacial<br/>Gain**</b> | 5%                                 | 683 W                                 | 37.9 V                                | 18.03 A                             | 45.0 V                               | 22.0%                |
|                            | 10%                                | 715 W                                 | 37.9 V                                | 18.88 A                             | 45.0 V                               | 23.0%                |
|                            | 20%                                | 780 W                                 | 37.9 V                                | 20.59 A                             | 45.0 V                               | 25.1%                |

**4.1.3 Stringhe**

Dal punto di vista del collegamento elettrico, si prevede di collegare 30 moduli in serie, per formare una "stringa".

Ogni stringa, pertanto, produce una potenza pari a:

$$30 \times 650 \text{ W} = 19,5 \text{ kW}$$

Di seguito i dati nominali della stringa (rif. Condizioni STC):

**DATI PANNELLO**

|   |                       |     |     |     |   |
|---|-----------------------|-----|-----|-----|---|
| <b>Marca</b>                              | <b>Canadian Solar</b> |     |     |     |   |
| <b>modello</b>                            | <b>CS7N-650 MB-GB</b> |     |     |     |   |
| <b>Potenza nominale</b>                   |                       |     |     |     |   |
| (STC)                                     | <b>W<sub>n</sub></b>  | 650 | 683 | 715 | W |
| <b>Guadagno bifacciale</b>                | <b>%</b>              | 0   | 5   | 10  | % |
| <b>Potenza condizioni operative (40°)</b> | <b>W<sub>p</sub></b>  | 617 | 683 | 679 | W |

**RELAZIONE GENERALE**

|                                  |           |      |      |      |   |
|----------------------------------|-----------|------|------|------|---|
| Tensione alla potenza<br>massima | $V_{MP}$  | 37,9 | 37,9 | 37,9 | V |
| Corrente alla potenza<br>massima | $I_{MPP}$ | 17,1 | 18,0 | 18,8 | A |
| Tensione circuito<br>aperto      | $V_{oc}$  | 6    | 3    | 8    | A |
| Corrente di corto<br>circuito    | $I_{sc}$  | 45   | 45   | 45   | V |
| Efficienza del modulo            | Eff       | 18,3 | 19,3 | 20,2 | A |
|                                  |           | 9    | 1    | 3    | A |
|                                  |           | 20,9 | 22,0 | 23,0 | % |
|                                  |           | %    | %    | %    | % |

**Stringa**

|                                  |           |      |      |      |   |
|----------------------------------|-----------|------|------|------|---|
| numero moduli                    | n         | 30   | 30   | 30   |   |
| Potenza massima                  | $P_{MA}$  | 19,5 | 20,4 | 21,4 | k |
| Tensione alla potenza<br>massima | $V_{MP}$  | 0    | 9    | 5    | W |
| Tensione circuito<br>aperto      | $V_{oc}$  | 113  | 113  | 113  | V |
| Corrente alla potenza<br>massima | $I_{MPP}$ | 7    | 7    | 7    | V |
| Corrente di corto<br>circuito    | $I_{sc}$  | 135  | 135  | 135  | V |
|                                  |           | 0    | 0    | 0    | V |
|                                  |           | 17,1 | 18,0 | 18,8 | A |
|                                  |           | 6    | 3    | 8    | A |
|                                  |           | 18,3 | 19,3 | 20,2 | A |
|                                  |           | 9    | 1    | 3    | A |

**Calcoli per  
variazione di temperatura**

|  |                   |        |    |
|--|-------------------|--------|----|
| Temperatura STC                              | $T_{STC}$         | 25     | °C |
| Coefficiente di<br>temperatura per $I_{sc}$  | $\alpha_{I_{sc}}$ | 0,05%  | °C |
| Coefficiente di<br>temperatura per $V_{oc}$  | $\alpha_{V_{oc}}$ | -0,26% | °C |
| Coefficiente di<br>temperatura per $P_{MAX}$ | $\alpha_{P_{mp}}$ | -0,34% | °C |
| Temperatura minima                           | $T_{min}$         | -10    | °C |
| Temperatura massima                          | $T_{max}$         | 40     | °C |



**RELAZIONE GENERALE**

|               |                  |            |      |      |      |   |
|---------------|------------------|------------|------|------|------|---|
| stringa       | Tensione minima  | $V_{\min}$ | 109  | 109  | 109  | V |
| stringa       | Tensione massima | $V_{\max}$ | 2,7  | 2,7  | 2,7  | V |
| stringa (40°) | Corrente massima | $I_{\max}$ | 147  | 147  | 147  | V |
|               |                  |            | 2,9  | 2,9  | 2,9  | V |
|               |                  |            | 17,3 | 18,0 | 19,0 | A |

Dove:

$V_{\min}$  STRINGA è la tensione minima  $V_{MPP}$  della stringa alla massima temperatura ambiente del sito (40°C) calcolata come segue:

$$V_{\min} = V_{MPP(25^{\circ})} \cdot (1 + \beta_{-Voc} \cdot \Delta T) = V_{MPP(25^{\circ})} \cdot (1 + \beta_{-Voc} \cdot (40-25))$$

$$V_{\min} = 1137 \cdot (1 + (-0.26\%) \cdot 15) = \mathbf{1092,70 \text{ V}}$$

$V_{\max}$  STRINGA è la tensione massima  $V_{oc}$  della stringa alla minima temperatura ambiente del sito

(-10°C) calcolata come segue:

$$V_{\max} = V_{oc(20^{\circ})} \cdot (1 + \beta_{-Voc} \cdot \Delta T) = V_{oc(25^{\circ})} \cdot (1 + \beta_{-Voc} \cdot (-10-25))$$

$$V_{\max} = 1350 \cdot (1 + (-0.26\%) \cdot (-35)) = \mathbf{1472,9 \text{ V}}$$

$I_{\max}$  STRINGA è la corrente massima  $I_{MP}$  della stringa a condizioni STC

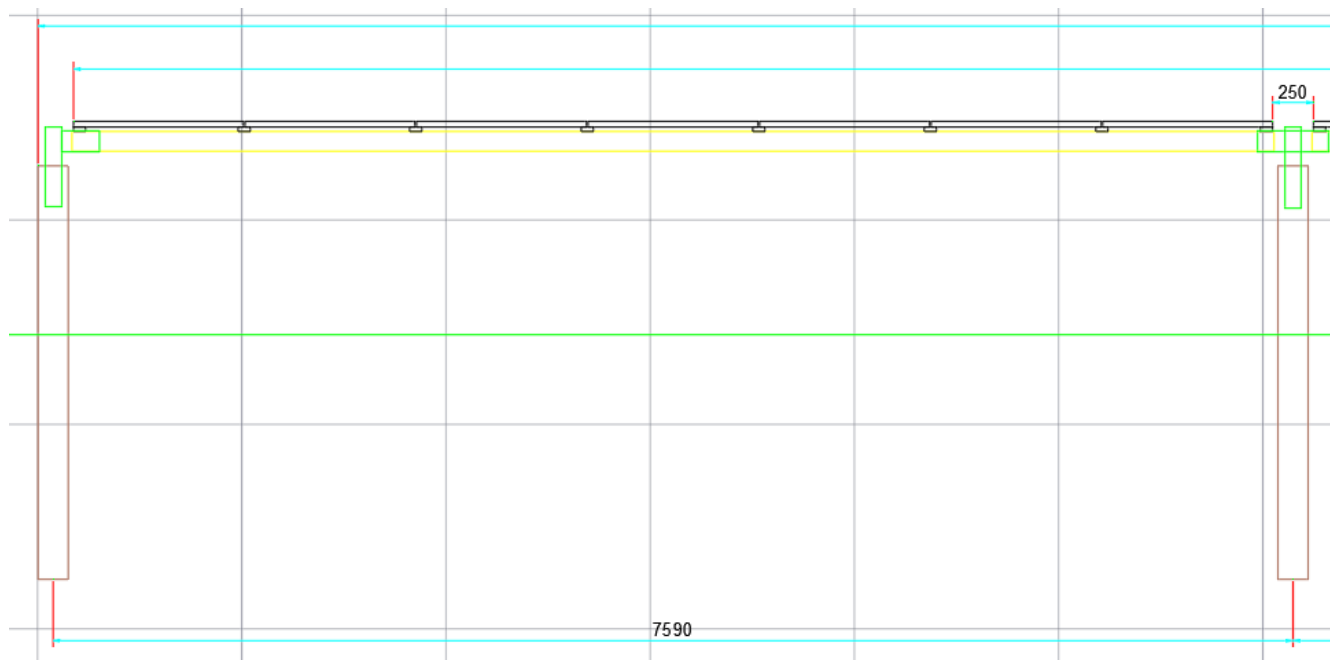
#### 4.1.4 Strutture di supporto

Le strutture di supporto sono fisse di tipologia monoassiale; i pali di supporto verticali saranno disposti ad una distanza di circa 7,60m fra di loro ed avranno una lunghezza di 2,90m. Su ogni struttura (fra gli appoggi verticali di supporto) saranno disposti circa 12 pannelli.

L'altezza minima del pannello da terra sarà di circa 2,10m (vedi figura 23).

Di seguito la figura che evidenzia la distanza fra i supporti verticali:

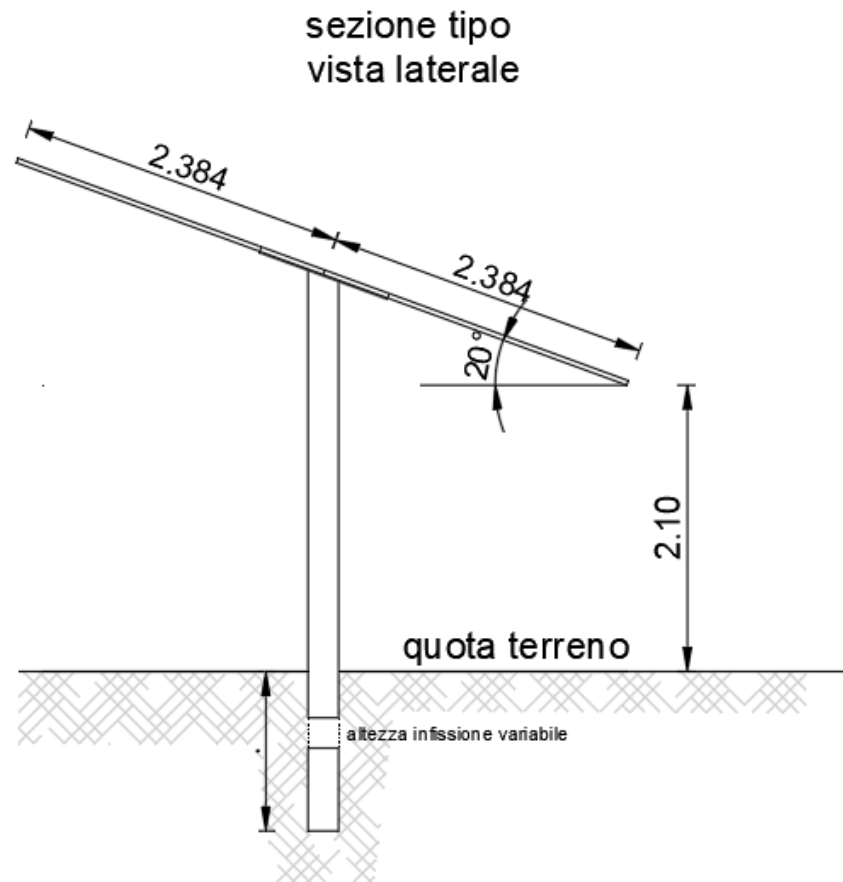
**RELAZIONE GENERALE**



*Figura 24-Distanza strutture di supporto verticali*

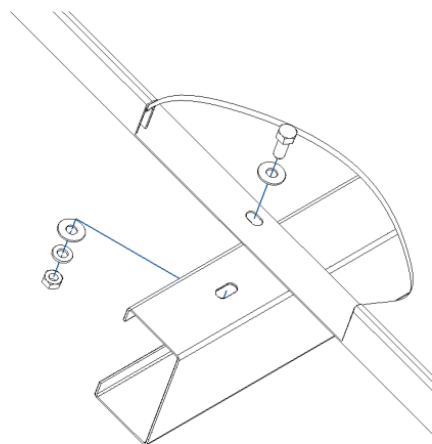
Di seguito un’immagine della struttura del pannello, come si vede l’altezza di infissione nel terreno sarà variabile e l’inclinazione del pannello rispetto all’orizzontale sarà di 20°.

**RELAZIONE GENERALE**



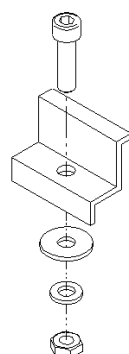
*Figura 25--Struttura pannello e infissione*

Si ipotizzano fondazioni costituite, dunque, da pali in acciaio scatolari 120x185mm infissi. Le travi longitudinali su cui poggiano i pannelli sono scatolari 120x120mm di lunghezza pari a circa 7,60m. Il fissaggio del modulo sarà effettuato mediante morsetti, rivetti o bulloni.

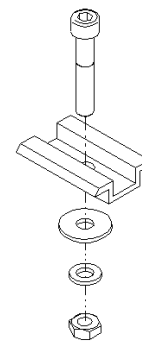


*fissaggio con vite*

LATERAL CLAMP



CENTRAL CLAMP



*morsetti di fissaggio*

La soluzione di montaggio sarà validata dal fornitore del modulo una volta definito il modello di modulo da utilizzare nel progetto.

#### **4.1.5 Casette di stringa (combiner box)**

Le stringhe da 30 moduli saranno unite in parallelo per formare un array di massimo 16 stringhe raccolte a livello elettrico in quadri di parallelo di campo denominati cassette di stringa o “combiner box” dotate anche di cablaggio dati per il monitoraggio da remoto dell’input elettrico di potenza e dei dati di produzione.

Le combiner box sono cassette di controllo intelligente (SMART) che consentono la misura della corrente di ogni singola stringa in ingresso dal generatore solare e permettono di realizzare in uscita il parallelo di tutte le stringhe di moduli FV ad essi collegate. Le smart box, altamente performanti, implementano la misura della corrente mediante trasduttori ad effetto Hall e favoriscono una puntuale localizzazione delle problematiche del campo FV minimizzando i tempi di mancata produzione ed agevolando l’intervento mirato e tempestivo del service. Ogni cassetta è equipaggiata con protezioni a varistori SPD contro le sovratensioni; il sezionatore in uscita ed i portafusibili in ingresso permettono di isolare il singolo sottocampo FV o le singole stringhe dal resto dell’impianto, consentendo agli operatori di lavorare in piena sicurezza.

##### **Caratteristiche principali:**

Ingressi DC: 16 stringhe (massimo)

Massimo voltaggio uscita: 1500 V

Le cassette di stringa saranno in totale 50, così divise per i diversi sottocampi:

- **Sottocampo 1: 251 stringhe collegate a 16 Smart Combiner Box (20 ingressi DC)**

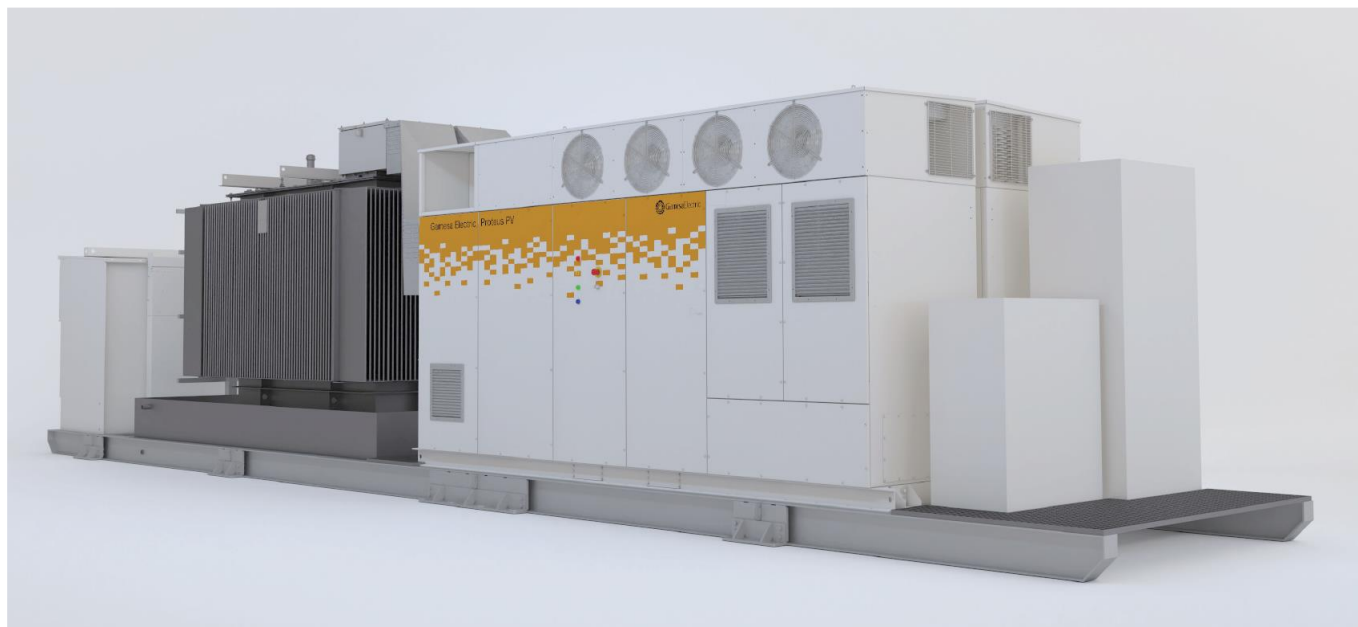
- **Sottocampo 2: 251 stringhe collegate a 16 Smart Combiner Box (20 ingressi DC)**
- **Sottocampo 3: 251 stringhe collegate a 16 Smart Combiner Box (20 ingressi DC)**
- **Sottocampo 4: 251 stringhe collegate a 17 Smart Combiner Box (20 ingressi DC)**

Le cassette saranno distribuite e installate fisicamente sul campo in prossimità della struttura di supporto dei moduli fotovoltaici mediante appositi ancoraggi e staffaggi in acciaio zincato, immorsati nel terreno.

#### **4.1.6 Cabine di campo e inverter**

Dai quadri di parallelo l’energia prodotta verrà trasferita in corrente continua mediante conduttori elettrici interrati alle cabine di campo (Power Station) che fungono da cabine di conversione da corrente continua (1500V DC) in corrente alternata (690V AC) e di trasformazione in grado di incrementare il voltaggio fino all’alta tensione (AT 36kV).

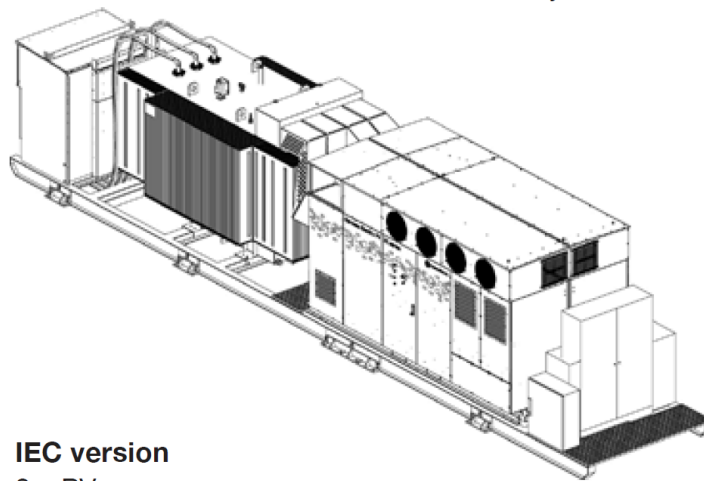
Nel presente progetto è prevista la divisione dell’impianto in 2 sottocampi, ognuno gestito da una power station Gamesa Electric PV Proteus 2x4700, con doppio inverter da 4700 kVA (potenza nominale a 40°C), e trasformatore a doppio secondario della potenza di 9000 kVA realizzato su skid e idoneo al posizionamento esterno.



*Figura 26: Soluzione integrata su skid composto da 2 inverter e trasformatore con doppio secondario*

**Components Proteus PV Station**

|   |                                |
|---|--------------------------------|
| Inverters                                   | 2 x Proteus PV 4700            |
| Transformer <sup>(1)(6)</sup>               | Dyn KNAN / ONAN                |
| Switchgear <sup>(1)(6)</sup>                | 0L1V / 1L1V / 2L1V up to 36 kV |
| Custom Auxiliary Transformer <sup>(1)</sup> | Optional                       |
| Others <sup>(1)</sup>                       | Auxilliary cabinet             |



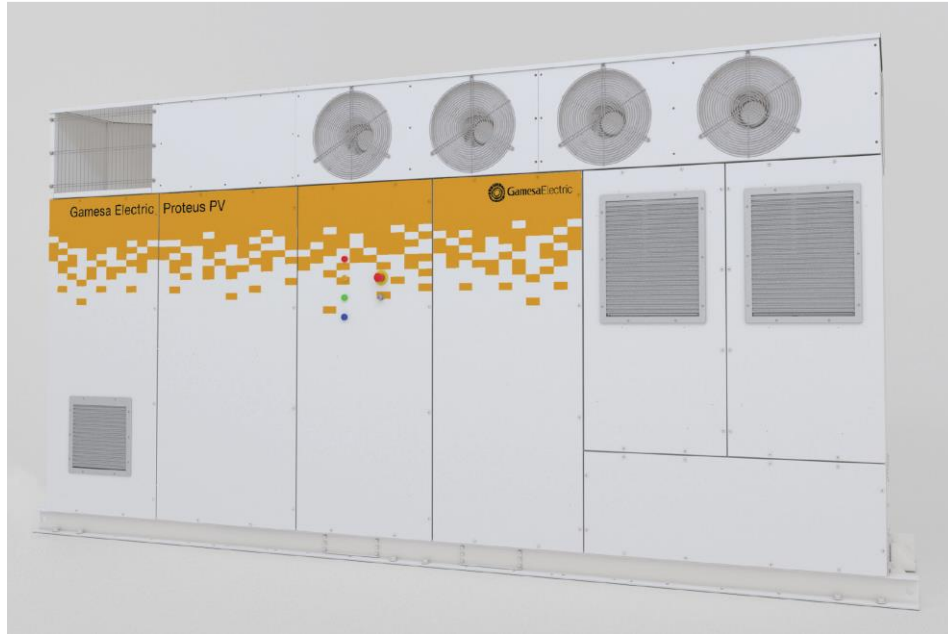
**IEC version**  
2 x PV

**RELAZIONE GENERALE**

| <b>Gamesa Electric Proteus PV Station</b>      |  |
|--|--|
| Number of Gamesa Electric Proteus PV Inverters | 2 x Proteus PV 4700                                  |
| <b>DC Connection</b>                           |  |
| DC Voltage Range <sup>(1)</sup>                | 955 - 1500 V   |
| DC Voltage Range MPPT <sup>(1)</sup>           | 955 - 1300 V   |
| Number of Power Modules                        | 4, 2 independent MPPT                                |
| Max. DC Current @40°C [104°F]                  | 4 x 2500 A   |
| Max. DC Current @50°C [122°F]                  | 4 x 2313 A   |
| Max. DC Current @55°C [131°F]                  | 4 x 2220 A   |
| Max. DC Current @60°C [140°F]                  | 4 x 1110 A   |
| Number of DC Ports <sup>(1)</sup>              | max 48 fuse +/- monitored<br>max 72 fuse + monitored |
| <b>AC Connection</b>                           |  |
| Number of Phases                               | Three-phase  |
| Nominal AC Power Total @40°C [104°F]           | 9418 kVA   |
| Nominal AC Power Total @50°C [122°F]           | 8178 kVA   |
| Nominal AC Power Total @55°C [131°F]           | 8366 kVA   |
| Nominal AC Power Total @60°C [140°F]           | 4182 kVA   |
| Maximum AC Current @40°C [104°F]               | 3940 Arms / 2 x 3940 Arms                            |
| Nominal AC Voltage, LV side <sup>(1)</sup>     | 2 x 690 Vrms   |
| Nominal AC Voltage, MV side <sup>(1)</sup>     | < 34.5 kV  |
| Nominal Voltage Allowance Range <sup>(1)</sup> | +/-10%   |
| Frequency Range <sup>(1)</sup>                 | 47.5 - 53 / 57 - 63 Hz                               |
| THD of AC Current                              | < 1% @Sn   |
| Power Factor Range                             | 0 (reactive) - 1 - 0 (capacitive)                    |

Ogni Power Station è in grado di garantire una potenza nominale AC in uscita a 40° di 9418 kVA gestita dalla coppia di inverter Proteus 4700 aventi le seguenti caratteristiche:

**RELAZIONE GENERALE**



*Figura 27: Inverter Gamesa Electric Proteus PV*



**RELAZIONE GENERALE**

Gamesa Electric  
**Proteus PV 4700**

**DC Input**

|   |  |
|---|--|
| DC Voltage Range <sup>(1)</sup>                   | 955 - 1500 V   |
| DC Voltage Range MPPT <sup>(1)</sup>              | 955 - 1300 V   |
| Number of Power Modules                           | 2, not galvanically isolated, 1 MPPT                 |
| Max. DC Current @40°C [104°F]                     | 2 x 2500 A   |
| Max. DC Current @50°C [122°F]                     | 2 x 2313 A   |
| Max. DC Current @55°C [131°F]                     | 2 x 2220 A   |
| Max. DC Current @60°C [140°F]                     | 2 x 1110 A   |
| Maximum Short-circuit Current, I <sub>sc</sub> PV | Up to 9000 A   |
| Nr of DC Ports <sup>(1)</sup>                     | max 24 fuse +/- monitored<br>max 36 fuse + monitored |
| Fuse Dimensions                                   | 125 A to 500 A                                       |
| Max. Wire Cross Section per DC Input              | 2 x 400 mm <sup>2</sup> - 800 AWG                    |
| Energy Production from                            | 0.5% P <sub>n</sub> approx.                          |

**AC Output**

|  |                                   |
|--|-----------------------------------|
| Number of phases                               | Three-phase                       |
| Nominal AC Power Total @40°C [104°F]           | 4709 kVA                          |
| Nominal AC Power Total @50°C [122°F]           | 4358 kVA                          |
| Nominal AC Power Total @55°C [131°F]           | 4183 kVA                          |
| Nominal AC Power Total @60°C [140°F]           | 2091 kVA                          |
| Maximum AC Current @40°C [104°F]               | 3940 Arms                         |
| Nominal AC Voltage <sup>(1)</sup>              | 690 Vrms                          |
| Nominal Voltage Allowance Range <sup>(1)</sup> | +/-10%                            |
| Frequency Range <sup>(1)</sup>                 | 47.5 - 53/57 - 63 Hz              |
| THD of AC Current                              | < 1% @S <sub>n</sub>              |
| Power Factor Range                             | 0 (reactive) - 1 - 0 (capacitive) |
| Maximum Wire Cross Section per AC Output Phase | 6 x 400 mm <sup>2</sup>           |

**Performance**

|                            |         |
|----------------------------|---------|
| Max. Efficiency            | 99.45%  |
| Euro Efficiency            | 99.24%  |
| CEC Efficiency             | 99.14%  |
| Stand-by Power Consumption | < 200 W |

**General Data**

|  |                                     |
|--|-------------------------------------|
| Temperature Range - Operation <sup>(2)</sup> | -20°C / +60°C [-4°F / +140°F]       |
| Maximum Altitude <sup>(3)</sup>              | < 2,000 m [6,561 ft] (w/o derating) |
| Cooling System                               | Liquid & forced air                 |
| Relative Humidity                            | 4% - 100% (w/o condensation)        |
| Seismic <sup>(1)</sup>                       | Zone 4 IBC 2012                     |

**RELAZIONE GENERALE**

Ai fini della configurazione stringhe-inverter risultano rispettate le seguenti condizioni:

$$V_{min} STRINGA > V_{min} INVERTER$$
$$1115,7 V > 955 V$$

$$V_{max} STRINGA < V_{max} INVERTER$$
$$1472,90 V < 1500 V$$

$$I_{max} IN < I_{max} INVERTER$$

$$N_s \cdot N_c \cdot I_{MP} = < 5000 A$$

$$4865,9 < 5000 A \text{ verificata}$$

Dove:

$V_{min}$  INVERTER è la tensione minima dell’inverter

$V_{max}$  INVERTER è la tensione massima di funzionamento dell’inverter

$I_{max}$  INVERTER è la corrente massima  $I_{MPPT}$  dell’inverter

$N_s$  numero di ingressi della combiner box

$N_c$  numero massimo di combiner box collegate ad inverter

**DATI INVERTER**

|                                 |                 |               |
|---------------------------------|-----------------|---------------|
| MARCA                           | Gamesa Electric |               |
| Modello                         | Proteus PV 4700 |               |
| Tensione minima avvio inverter  | $V_{min\_inv}$  | 955 V         |
| Tensione massima in ingresso    | $V_{max\_inv}$  | 1500 V        |
| Numero MPPT                     | MPPT            | 1             |
| Numero ingressi per MPPT        |                 | 2             |
| Corrente massima per ingresso   |                 | 2500 A        |
| Corrente massima Inverter (40°) | $I_{MPP}$       | 5000 A        |
| Corrente corto circuito         | $I_{sc}$        | 9000 A        |
| <b>Potenza nominale</b>         | <b>Pn</b>       | <b>4700 W</b> |
| Numero totale ingressi          | $N_{IN}$        | 24            |
| <b>Rapporto DC/AC ammesso</b>   |                 | <b>2</b>      |
| Numero stringhe                 | $N_{st}$        | 1             |

**RELAZIONE GENERALE**

Potenza massima in ingresso  $P_{IN}$  5491,2 W

**combiner box**

|                                  |                |                 |            |
|----------------------------------|----------------|-----------------|------------|
| numero ingressi                  | $n_{in-comb}$  | 16,0            |            |
| Potenza uscita                   | $P_{comb}$     | 343,2 W         |            |
| <b>corrente massima</b>          | $V_{max-comb}$ | 400,0 A         |            |
| Corrente massima (STC)           | $I_{max}$      | <b>304,12</b> A | VERIFICATO |
| Corrente di corto circuito (STC) | $I_{sc}$       | <b>323,68</b> A | VERIFICATO |

|                            |              |                  |                   |
|----------------------------|--------------|------------------|-------------------|
| Comb-box collegate         | $n_{comb}$   | 16               | VERIFICATO        |
| Fusibile ingresso          |              | 400 A            | VERIFICATO        |
| Potenza massima            | $P_{DC-IN}$  | 5491,20 W        |                   |
| rapporto DC/AC             |              | 1,17             | VERIFICATO        |
| Tensione minima stringa    | $V_{min}$    | <b>1092,7</b> V  | VERIFICATO        |
| Tensione massima stringa   | $V_{max}$    | <b>1472,9</b> V  | VERIFICATO        |
| <b>Corrente massima</b>    | $I_{max-IN}$ | <b>4865,90</b> A | <b>VERIFICATO</b> |
| Corrente di corto circuito | $I_{sc}$     | <b>5178,88</b> A | VERIFICATO        |

Ogni inverter è dotato di un unico MPPT dotato di 2 ingressi DC con un corrente massima a 40° di 2500 A. La corrente massima in ingresso con il collegamento di 16 combiner box è inferiore alla corrente massima in ingresso dell’inverter, pertanto, in caso di condizioni STC (con guadagno di bifaccialità del 10%), l’inverter consentirà l’immissione della corrente di stringa a limite massimo consentito.

#### 4.1.7 Trasformatore

Nel presente progetto è prevista la divisione dell’impianto in 2 sottocampi. In ogni sottocampo è prevista una power station con doppio inverter in cui verrà installato il trasformatore di elevazione BT/AT della potenza di 9000 kVA. Sarà a doppio secondario con tensione di 690V ed avrà una tensione al primario di 36kV con le seguenti caratteristiche a seguito:

- Tipo **olio** (avvolgimenti impregnati)

**RELAZIONE GENERALE**

- Nucleo magnetico realizzato con lamierini a cristalli orientati a basse perdite
- Dimensioni tipo: 2240 (a) x1120 (b) x2390 (c) mm
- Peso: 9000 Kg ca
- frequenza nominale 50 Hz
- Tensione primario 36 KV
- Tensione secondario 0,69 KV
- Perdite 6%
- simbolo di collegamento Dyn
- collegamento primario triangolo
- collegamento secondari a stella
- classe ambientale E2
- classe climatica C2
- comportamento al fuoco F1
- classe di isolamento termico primarie e secondarie F/F
- temperatura ambiente max. 40 °C
- installazione interna
- tipo raffreddamento: KNAN estere con raffreddamento naturale ad aria

#### **4.1.8 Cabina di consegna**

L’impianto si collegherà alla rete elettrica mediante nuova cabina di consegna collocata all’interno dell’area dell’impianto dove verrà effettuata la misura e la consegna dell’energia prodotta con la rete di Terna.

La cabina sarà del tipo prefabbricato realizzata mediante una struttura monolitica in calcestruzzo armato vibrato autoportante, completa di porte di accesso e griglie di aerazione. Le dimensioni del vano consegna delle cabine di consegna seguiranno gli standard tecnici di Terna con caratteristiche desumibili dagli elaborati allegati, con una lunghezza di circa 19 m, e una larghezza di circa 5 m.

Le pareti sia interne che esterne, saranno di spessore non inferiore a 7-8 cm.

Il tetto di spessore non inferiore 6-7 cm, sarà a corpo unico con il resto della struttura, impermeabilizzato con guaina bituminosa elastomerica applicata a caldo per uno spessore non inferiore a 4 mm e successivamente protetta. Il pavimento sarà dimensionato per sopportare un carico concentrato di 50 kN/m<sup>2</sup> ed un carico uniformemente distribuito non inferiore a 5 kN/m<sup>2</sup>.

Sul pavimento saranno predisposte apposite finestre per il passaggio dei cavi AT e BT, completo di botola di accesso al vano cavi. L’armatura interna del monoblocco elettricamente collegata all’impianto di terra, in maniera tale da formare una rete equipotenziale uniformemente distribuita su tutta la superficie.

I materiali da utilizzare per le porte e le griglie sono o vetroresina stampata, o lamiera zincata (norma CEI 11-1), ignifughe ed autoestinguenti. La base della cabina sarà sigillata alla platea, mediante l’applicazione di un giunto elastico tipo: ECOACRIL 150; successivamente la sigillatura sarà rinforzata

mediante cemento anti-ritiro. Anche la fondazione della cabina sarà prefabbricata e per l'alloggio dovrà essere realizzata un'apposita area con livellazione e costipamento del terreno e predisposizione di un letto di sabbia, previo uno scavo a sezione ampia per l'asportazione del terreno coltivo.

#### **4.1.9 Cavi**

##### Cavi AT

La rete elettrica a 36kV sarà realizzata con posa completamente interrata assicurando il massimo dell'affidabilità e della economia di esercizio.

Per il collegamento delle power station dei campi fotovoltaici si prevede la realizzazione di linee a 36kV a mezzo di collegamenti del tipo "entra-esce".

La rete a 36 kV, di lunghezza totale pari a circa 2,3 km, sarà realizzata per mezzo di cavi del tipo RG7H1R 26/45 kV o equivalenti con conduttore in rame.

L'isolamento sarà garantito mediante guaina termo-restringente.

I cavi verranno posati ad una profondità minima di 120 cm, con una placca di protezione in PVC (nei casi in cui non è presente il tubo corrugato) ed un nastro segnalatore.

I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata che avrà una larghezza di 50 cm. La sezione di posa dei cavi sarà variabile a seconda della loro ubicazione in sede stradale o in terreno (cfr. sezioni tipo caavidotto).

I cavi AT a 36kV sono stati dimensionati in modo tale da soddisfare la relazioni:

$$Ib \leq Iz$$
$$\Delta V\% \leq 4\%$$

dove:

- $Ib$  è la corrente di impiego del cavo;
- $Iz$  è la portata del cavo, calcolata tenendo conto del tipo di cavo e delle condizioni di posa;
- $\Delta V\%$  è la massima caduta di tensione calcolata a partire dalla cabina di consegna fino all'aerogeneratore più lontano (massima caduta di tensione su ogni sottocampo).

I cavi per l'impianto di alta tensione a 36 kV saranno del tipo RG7H1R 26/45 kV o similari, con conduttore rigido di rame rosso ricotto Classe 2 di tipo unipolare e/o unipolare avvolto ad elica, semiconduttore interno elastomerico estruso, isolamento in HEPR di qualità G7, guaina in PVC qualità RZ/ST2, direttamente interrati o infilati in corrugato.

La portata  $Iz$  di un cavo con una determinata sezione e isolante è notevolmente influenzata dalle condizioni di installazione. Nella posa interrata la portata può variare in funzione della profondità di

posa, della resistività e della temperatura del terreno. Aumentando la profondità di posa, con temperatura del terreno invariata, la portata di un cavo si riduce.

La portata dipende però anche dalla resistività e dalla temperatura del terreno che aumentano verso la superficie, soprattutto nei periodi estivi, vanificando in tal modo i benefici che si possono ottenere a profondità di posa minori.

La portata di un cavo interrato diminuisce anche in caso di promiscuità con altre condutture elettriche e l'influenza termica tra i cavi aumenta sensibilmente se sono posati in terra piuttosto che in aria.

La portata di corrente in regime permanente  $I_z$  per il cavo utilizzato è stata ricavata, a partire dalla corrente  $I_0$  (capacità del cavo), tenendo conto di opportuni coefficienti di correzione relativi a condizioni di posa diverse da quelle di riferimento, mediante la seguente formula:

$$I_z = I_0 \times k$$

Dove:

$I_0$  = portata per posa interrata per cavi con anima in rame di tipo RG7H1R 26/45 kV con resistività terreno 1,5 K m/W;

$k$  = prodotto di opportuni coefficienti di correzione, ovvero:

$K_{tt}$  = fattore di correzione per posa interrata e temperature diverse da 20 °C;

$K_d$  = fattore di correzione per spaziatura tra cavi tripolari pari a 250 mm;

$K_p$  = fattore di correzione per profondità di posa diversi da 0.8 m (cavi direttamente interrati);

$K_r$  = fattore di correzione per valori di resistività termica diversa da 1,5 Km/W.

Tanto più elevata è la resistività termica del terreno tanto maggiore diventa la difficoltà del cavo a smaltire il calore attraverso gli strati del terreno. La resistività termica varia a seconda del tipo di terreno e del suo grado di umidità.

#### Cavi BT

I cavi BT saranno del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1 kV AC (1,5 kV DC), con conduttore in rame stagnato, flessibile, secondo IEC 60228 classe 5, isolante HEPR reticolato 120 °C (miscela tipo EI6/EI8) e guaina in gomma EVA reticolata 120 °C (miscela tipo EM4/EM8).

I cavi BT in corrente continua a 1500V sono stati dimensionati in modo tale da soddisfare la relazioni:

$$I_b \leq I_z$$
$$\Delta V\% \leq 4\%$$

dove:

- $I_b$  è la corrente di impiego del cavo;
- $I_z$  è la portata del cavo, calcolata tenendo conto del tipo di cavo e delle condizioni di posa;
- $\Delta V\%$  è la massima caduta di tensione calcolata a partire dalla cabina di consegna fino all’aerogeneratore più lontano (massima caduta di tensione su ogni sottocampo).

Per il calcolo della portata ci si riferisce alla tabella CEI UNEL 35026 fasc. 5777 “Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata”. Dalla norma viene fornita la formula per il calcolo della portata effettiva  $I_z$  che può essere ricavata, a partire dalla corrente  $I_0$ , tenendo conto di opportuni coefficienti di correzione relativi a condizioni di posa diverse da quelle di riferimento.

$$I_z = I_0 \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

Dove:

- $I_0$  =portata per posa interrata per cavi di tipo con resistività terreno 1K m/W;
- $K_1$  =fattore di correzione per temperature diverse da 20 °C;
- $K_2$  = fattore di correzione per gruppi di più circuiti affiancati sullo stesso piano;
- $K_3$  =fattore di correzione per profondità di posa;
- $K_4$  =fattore di correzione per terreni con resistività termica diversa da 1Km/W.

#### **4.9.10 Punto di consegna**

Per quanto riguarda il punto di consegna e la connessione alla rete, sarà individuata un’area, nei pressi della Macro area SE RTB 380/150/36 kV in cui posizionare la SEU (Sottostazione Elettrica Utente) a 36 kV

## **5. UBICAZIONE E CARATTERISTICHE GENERALI DELL’AREA DI PROGETTO**

Le aree interessate dall’impianto fotovoltaico e dalle opere connesse appartengono alle classi 2.1.1.1 - Seminativi semplici in aree non irrigue, 2.2.1 – Vigneti, 2.2.3 - Oliveti, e le aree adiacenti al sito di installazione del parco fotovoltaico appartengono alle classi 1.2.1.6 - insediamenti produttivi

agricoli, 2.1.1.1 - Seminativi semplici in aree non irrigue 2.1.2.1- Seminativi semplici in aree irrigue, 2.1.2.3 - colture orticole in pieno campo in serra e sotto plastica in aree irrigue, 2.2.3 - Oliveti, 2.2.1 – Vigneti.

Le aree interessate dall’area della Stazione elettrica e dalle opere connesse appartengono alla classe 2.1.1.1 - Seminativi semplici in aree non irrigue, 2.1.2.3 - colture orticole in pieno campo in serra e sotto plastica in aree irrigue, 2.2.3 - Oliveti, e le aree adiacenti al sito di installazione della Stazione elettrica appartengono alle classi 2.1.1.1 - Seminativi semplici in aree non irrigue 2.1.2.1- Seminativi semplici in aree irrigue, 2.1.2.3 - colture orticole in pieno campo in serra e sotto plastica in aree irrigue, 2.2.3 - Oliveti, 2.2.1 – Vigneti.

### **5.1 Rilevamento nell’area in cui sorgerà il parco agrovoltaico e le opere connesse**

Rispetto alle categorie d’uso del Corine Land Cover non sempre sono state confermate durante il sopralluogo le situazioni colturali della cartografia.

Nella tabella seguente vengono indicate le colture riscontrate durante il rilevamento nelle aree in cui sorgerà il parco fotovoltaico.

| <b>STRUTTURA</b> | <b>Carta dell’uso del suolo</b> | <b>Uso del suolo riscontrato in campo</b> |
|------------------|---------------------------------|---|
| Area impianto FV | Seminativo, Oliveto, Vigneto    | seminativo                                |
| Area SET         | Seminativo, colture orticole    | seminativo                                |

*Tabella 1.*

Nella tabella di seguito vengono indicate le colture riscontrate durante il rilevamento in un buffer di 500 metri dalle aree oggetto di intervento.

| <b>N° progress</b> | <b>Uso del suolo</b> |
|--------------------|----------------------|
| 1                  | seminativi           |
| 2                  | vigneti              |
| 3                  | oliveti              |

*Tabella 2.*

Il presente capitolo riporta i risultati ottenuti dallo studio pedologico e agronomico riguardante l’area in cui è prevista l’ubicazione di un impianto agrovoltaico, da realizzare nel Comune di Nardò (LE).

Dai rilievi effettuati, le aree oggetto di studio risultano essere coltivate a colture foraggere ed in particolare ad erba medica, orzo e avena da foraggio.

Con l’installazione dell’impianto agrovoltaico i terreni saranno coltivati a foraggere in quanto nell’immediato intorno all’area di impianto è presente un’azienda ad indirizzo zootecnico con



allevamento di bovine da latte. La presenza di essenze erbacee e nella fattispecie le leguminose è un beneficio anche per la qualità del suolo. La vegetazione erbacea trattiene meglio l’acqua, sia in caso di forti piogge che di siccità, e migliora la salute e la produttività dei terreni. Alcuni studi riportano come i pannelli solari causino variazioni stagionali e diurne nel microclima di aria e suolo. Ad esempio l’ombra dei pannelli solari permette un uso più efficiente dell’acqua, oltre a proteggere le piante dal sole nelle ore più calde.

In particolare, durante l’estate sulla porzione di suolo ombreggiata dai pannelli si può avere un raffreddamento fino a 5,2 ° C. A cambiare non è solo la temperatura, ma anche l’umidità, i processi fotosintetici, il tasso di crescita delle piante e quello di respirazione dell’ecosistema. L’ombra sotto i pannelli infatti non solo raffredda ma aumenta il grado di umidità trattenendo parte dell’evaporazione del terreno.

## **5.1 Alternativa zero**

L’ipotesi di non dar seguito alla realizzazione del proposto impianto agrivoltaico, viene nel seguito esaminata. L’analisi dell’evoluzione dei sistemi antropici e ambientali in assenza della realizzazione del progetto (ossia la cosiddetta opzione zero) è analizzata con riferimento alle componenti ambientali considerate nello Studio d’Impatto Ambientale. L’analisi è volta alla caratterizzazione dell’evoluzione del sistema nel caso in cui l’opera non venisse realizzata al fine di valutare la miglior soluzione possibile dal punto di vista ambientale, sociale ed economico.

Alla base di tale valutazione è presente la considerazione che, in relazione alle attuali linee strategiche nazionali, europee e regionali che mirano a incrementare e rafforzare il sistema delle “energie rinnovabili”, la mancata realizzazione di nuovi impianti agrivoltaici e/o di altre fonti rinnovabili significherebbe un mancato adempimento degli strumenti di pianificazione e programmazione a livello comunitario e nazionale: Strategie dell’Unione Europea a seguito della firma dell’Accordo di Parigi (COP 21), il Pacchetto Clima-Energia 20-20-20, approvato il 17 dicembre 2008, la Direttiva Energie Rinnovabili, adottata il 23 aprile 2009, Piano Energetico Nazionale, approvato dal Consiglio dei Ministri il 10 agosto 1988; Conferenza Nazionale sull’Energia e l’Ambiente del 1998; Legge n. 239 del 23 agosto 2004, sulla riorganizzazione del settore dell’energia e la delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia; Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile Strategia Energetica Nazionale (SEN); Programma Operativo Nazionale (PON) 2014-2020; Piano di Azione Nazionale per le Fonti Rinnovabili; Piano di Azione per l’Efficienza Energetica (PAEE); Piano Nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra.

L’ipotesi che non prevede la realizzazione del progetto implicherebbe, quindi, la rinuncia della produzione di energia da fonte pulita da una delle aree con maggiore irradiazione solare del Paese.

La realizzazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili permette l’adempimento dei sopracitati piani e strategie comunitarie e nazionali per l’energia e l’ambiente. Bisogna considerare il fatto che gli impianti fotovoltaici comportano una trasformazione del territorio limitata alla vita utile dell’impianto, che è di circa 20 - 30 anni e che le aree interessate dagli interventi, possono a fine ciclo essere riutilizzate per l’insediamento di qualsiasi attività produttiva.

Inoltre, la realizzazione di questo impianto permetterà di ridurre i consumi di energia convenzionale e di conseguenza la quantità di CO<sub>2</sub> immessa in atmosfera, apportando benefici sia a livello locale quanto a livello nazionale.

È ovvio che nell’ ipotesi di non realizzare il parco, si andrebbero ad evitare una serie di impatti, sia nella fase di realizzazione che nella fase di esercizio, di tipo visivo e legati alla occupazione del suolo, garantendo la conservazione integrale delle condizioni ambientali esistenti che comunque risultano non di particolare pregio. D’altro canto però, la costruzione di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, consente di ottenere significativi vantaggi sotto diversi punti di vista, che riguardano principalmente a livello locale un ritorno occupazionale, la possibilità di realizzare sensibilizzazione sulle tematiche energetiche con particolare riguardo alle fonti rinnovabili e a livello globale un minor consumo di combustibili di origine fossile con la conseguente riduzione di emissioni di sostanze inquinanti in atmosfera.

Dal punto di vista energetico, bisogna affermare che la mancata realizzazione di qualsiasi progetto finalizzato a incrementare la produzione energetica, potrebbe comportare delle ricadute negative in termini di poca flessibilità del sistema energetico. È necessario effettuare delle considerazioni di carattere energetico da coniugare con la necessità ambientale di mantenere alta la qualità del territorio e sostenere la riproducibilità delle risorse naturali.

L’ipotesi di non realizzazione dell’impianto appare in contrasto con il grave deficit di produzione elettrica regionale, con necessità di importazione dell’energia elettrica. Ciò potrebbe dare spazio alla realizzazione di impianti di produzione elettrica da fonti meno nobili dell’agrovoltaico (per esempio fonti fossili), in contrasto con il Piano Energetico regionale e con i fondamentali criteri di salvaguardia ambientale. Anche l’importazione di energia elettrica dall’estero è in contrasto con gli indirizzi di politica energetica fissati dal Piano Energetico Nazionale che prevede invece la riduzione o l’annullamento delle importazioni elettriche dall’estero, per ridurre la nostra dipendenza dagli interessi degli altri Paesi.

In assenza dell’intervento proposto svanirebbe l’opportunità di realizzare un impianto ambientalmente sicuro ed in grado di apportare benefici certi e tangibili in termini di riduzione globale

delle emissioni da fonti energetiche convenzionali e di miglioramento delle caratteristiche ecologiche del sito. A ciò si aggiunge la rinuncia alle opportunità socioeconomiche che seguono dalla realizzazione dell’opera, in questo senso, l’intervento potrebbe contribuire sensibilmente a migliorare lo sviluppo sostenibile del territorio esercitando un’azione attrattiva per nuovi investimenti.

|  | 2020         | 2025         | 2030         | 2040         |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>Produzione rinnovabile</b>                                    | <b>118,5</b> | <b>120,5</b> | <b>132,0</b> | <b>142,9</b> |
| Idrica (normalizzata)  | 49,4         | 49,1         | 51,0         | 51,6         |
| Eolica (normalizzata)  | 20,1         | 21,8         | 25,1         | 33,2         |
| Geotermica   | 6,7          | 6,9          | 7,0          | 8,3          |
| Bioenergie   | 16,3         | 14,7         | 14,2         | 12,3         |
| Solare   | 26,0         | 28,0         | 34,6         | 37,4         |
| <b>Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica</b> | <b>327,1</b> | <b>333,1</b> | <b>340,6</b> | <b>351,7</b> |
| <b>Quota FER-E (%)</b>   | <b>36,3%</b> | <b>36,2%</b> | <b>38,7%</b> | <b>40,6%</b> |

*Figura 28-Target FER elettriche nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti (TWh).*

Un indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall’utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione (fc) dell’energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]. Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l’adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica. È possibile considerare il fattore di conversione (fc) dell’energia elettrica in energia primaria pari a:

$$fc = 0,187 \text{ TEP/MWh}$$

Nel presente caso, pertanto, considerando una produzione media dell’impianto al primo anno di vita di 31.161 MWh, le TEP risparmiate in un anno sono pari a:

$$T_1 = 0,187 \cdot 31.161 = 5.827,107 \text{ TEP}$$

Mentre quelle risparmiate in 20 anni, sulla base di una produzione complessiva di 623,220 MWh sono pari a:

$$T_{20} = 0,187 \cdot 623,220 = 116.542,14 \text{ TEP}$$

Nella tabella seguente è possibile notare le quantità delle principali emissioni in atmosfera che la realizzazione dell’impianto consente di evitare.

**RELAZIONE GENERALE**

| Emissioni evitate in<br>atmosfera di                 | CO <sub>2</sub> | SO <sub>2</sub> | NO <sub>x</sub> | Polveri  |
|--|-----------------|-----------------|-----------------|----------|
| <b>Emissioni specifiche in<br/>atmosfera [g/kWh]</b> | 470             | 0,341           | 0,389           | 0,014    |
| <b>Emissioni evitate in un<br/>anno [kg]</b>         | 23.836.050      | 17.293,815      | 19.728,135      | 710,01   |
| <b>Emissioni evitate in 20<br/>anni [kg]</b>         | 476.721.000     | 345.876,3       | 394.562,7       | 14.200,2 |

*Figura 29-Emissioni in atmosfera evitate (fonte: Rapporto ambientale ENEL 2011)*

All’interno del quadro progettuale del SIA sono stati analizzati i principali aspetti ambientali in relazione all’opzione zero quali atmosfera, ambiente idrico, suolo e sottosuolo, rumore e vibrazioni, vegetazione, flora, fauna ed ecosistemi, paesaggio, aspetti socio-economici.

In conclusione l’indotto legato alle rinnovabili conosce una fase ormai matura ed è quindi facile reperire sul territorio competenze qualificate il cui contributo è da considerare come una risorsa per la realizzazione dell’opera in questione, dalla fase di sviluppo progettuale ed autorizzativo fino a quella di esercizio e manutenzione. L’ipotesi della ‘non realizzazione’ non permetterebbe il beneficio di tutti gli aspetti appena descritti.

## **6. FASE DI CANTIERIZZAZIONE**

I lavori di realizzazione del presente progetto di parco agrivoltaico integrato ecocompatibile avranno una durata 7 mesi, cioè pari circa 330 giorni lavorativi.

Tale durata è condizionata principalmente dall’approvvigionamento delle apparecchiature elettriche necessarie al funzionamento dell’impianto (principalmente i moduli fotovoltaici, gli inverter e i trasformatori di MT e AT).

Le operazioni preliminari di preparazione del sito prevedono la verifica catastale dei confini e il tracciamento della recinzione d’impianto così come autorizzata.

Successivamente verranno delimitate le parti di terreno che hanno dislivelli non compatibili con l’allineamento del sistema pannello/inseguitore ciò perché non si prevedono modifiche del profilo attuale dei terreni né scavi di sbancamento.

Conclusa la fase di esclusione delle aree a pendenza superiore al 18%, si procederà alla installazione dei supporti dei moduli nelle rimanenti parti di territorio. Tale operazione viene effettuata con piccole trivelle da campo o battipalo a rotocompressione, mosse da cingoli, che consentono una agevole e efficace infissione dei montanti verticali dei supporti nel terreno, fino alla profondità necessaria a dare stabilità alla fila di moduli (generalmente non più di 1,5 metri, che ne permette poi, in dismissione, un agevole sfilamento). Il corretto posizionamento dei pali di supporto è attuato mediante stazioni di misura GPS, essendo la tolleranza di posizionamento dell'ordine del cm.

Successivamente vengono sistemate e fissate le barre metalliche orizzontali di supporto.

Montate le strutture di sostegno, si procederà allo scavo del tracciato dei cavidotti e alla realizzazione delle platee per le cabine di campo. Tutto il terreno di scavo verrà reinterrato negli stessi scavi, senza trasporto all'esterno.

Le fasi finali prevedono, a meno di dettagli da definire in fase di progettazione esecutiva, il montaggio dei moduli, il loro collegamento e cablaggio, la posa dei cavidotti interni al parco e la ricopertura dei tracciati.

Dato il raggruppamento in blocchi dell’impianto, legato alla soluzione tecnologica scelta, le installazioni successive al tracciamento del terreno procederanno in serie, ovvero si installerà completamente un blocco e poi si passerà al successivo.

Data l’estensione del terreno e le modalità di installazione descritte, si prevede di utilizzare soltanto le aree interne al perimetro della proprietà per il deposito temporaneo di materiali e il posizionamento delle baracche di cantiere, semplicemente posate sul terreno stesso.

Tali aree saranno delimitate da recinzione temporanea, in rete metallica, idoneamente segnalate e regolamentate, e saranno gestite e operate sotto la supervisione della direzione lavori.

L’accesso al sito avverrà utilizzando l’esistente viabilità locale, che non necessita di aggiustamenti o allargamenti e risulta adeguata al transito dei mezzi di cantiere.

A installazione ultimata, il terreno verrà ripristinato, ove necessario, allo stato naturale, come allo stato di fatto. Per le lavorazioni descritte è previsto un ampio ricorso a manodopera e ditte locali.

Di seguito si riporta una lista sequenziale delle operazioni previste per la realizzazione dell’impianto e la sua messa in produzione.

Fatta eccezione per le opere preliminari, tutte le altre operazioni presentano un elevato grado di parallelismo nello spazio e contemporaneità nel tempo, in quanto si prevede di realizzare l’impianto per diversi singoli lotti.

- Opere preliminari:
  - rilievo e quote
  - realizzazione recinzioni perimetrali
  - predisposizione Fornitura Acqua e Energia
  - direzione Approntamento Cantiere
  - delimitazione area di cantiere e segnaletica
- Opere civili:
  - opere di apprestamento Terreno
  - realizzazione Viabilità Interna
  - realizzazione calcestruzzo per basamenti cabine
  - realizzazione Basamenti e posa Prefabbricati
  - realizzazione alloggiamento gruppo di conversione in cabina
- Opere elettromeccaniche:
  - montaggio strutture metalliche
  - montaggio moduli fotovoltaici
  - posa cavidotti MT e Pozzetti

**RELAZIONE GENERALE**

- posa cavi MT / Terminazioni Cavi
- posa cavi BT in CC / AC
- cablaggio stringhe
- installazione Inverter
- collegamenti QCC-INV-QCA - DC-Inverter
- installazione Trasformatori MT/BT
- installazione Quadri di Media
- lavori di Collegamento
- collegamento alternata
- Montaggio sistema di monitoraggio;
- Montaggio sistema di videosorveglianza;
- Collaudi/commissioning:
  - collaudo cablaggi
  - collaudo quadri
  - collaudo inverter
  - collaudo sistema montaggio
  - collaudo ESS
- Fine Lavori;
- Collaudo finale;
- Connessione in rete;
- Dichiarazione di entrata in esercizio a Terna SpA.

Procedendo all’attribuzione preliminare dei singoli codici CER, che sarà resa definitiva solo in fase di lavori iniziati, si possono descrivere i rifiuti prodotti dalla cantierizzazione e dalle operazioni di costruzione ed installazione come appartenenti alle seguenti categorie (in rosso evidenziati i rifiuti speciali o pericolosi):

| Codice CER    | Descrizione del rifiuto  |
|---------------|--|
| CER<br>150101 | imballaggi di carta e cartone  |
| CER<br>150102 | imballaggi in plastica   |
| CER<br>150103 | imballaggi in legno  |
| CER<br>150104 | imballaggi metallici   |
| CER<br>150105 | imballaggi in materiali compositi  |
| CER<br>150106 | imballaggi in materiali misti  |
| CER<br>150203 | assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 150202                       |
| CER<br>160304 | rifiuti inorganici, diversi da quelli di cui alla voce 160303  |
| CER<br>160799 | rifiuti non specificati altrimenti (acque di lavaggio)   |
| CER<br>161002 | soluzioni acquose di scarto, diverse da quelle di cui alla voce 161001   |
| CER<br>161104 | altri rivestimenti e materiali refrattari provenienti dalle lavorazioni metallurgiche, diversi da quelli di cui alla voce 161103 |
| CER<br>161106 | rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, diversi da quelli di cui alla voce 161105      |
| CER<br>170107 | miscugli o scorie di cemento, mattoni, mattonelle e ceramiche, diverse da quelle di cui alla voce 170106                         |
| CER<br>170202 | vetro  |
| CER<br>170203 | plastica   |
| CER<br>170302 | miscele bituminose diverse da quelle di cui alla voce 170301   |
| CER<br>170407 | metalli misti  |



|                        |   |
|------------------------|---|
| CER<br>170411          | cavi, diversi da quelli di cui alla voce 170410   |
| CER<br>170504          | terra e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 170503  |
| CER<br>170604          | materiali isolanti diversi da quelli di cui alle voci 170601 e 170603   |
| <b>CER<br/>170903*</b> | altri rifiuti dell'attività di costruzione e demolizione (compresi rifiuti misti)<br>contenenti sostanze pericolose |

Per quanto riguarda il particolare codice CER 170504, riconducibile alle terre e rocce provenienti dallo scavo per le linee elettriche interrato, si prevede di riutilizzarle interamente per i rinterri, riempimenti e rilevati previsti funzionali alla corretta installazione dell'impianto in tutte le sue componenti strutturali (moduli fotovoltaici e relativi supporti, cabine elettriche, cavidotti, recinzioni ecc...). Coerentemente con quanto disposto dall'art. 186 del correttivo al Codice Ambientale (D. Lgs. 4/08), il riutilizzo in loco di tale quantitativo di terre (per rinterri, riempimenti e rilevati) sarà effettuato nel rispetto delle seguenti condizioni:

- L'impiego diretto delle terre escavate deve essere preventivamente definito;
- La certezza dell'integrale utilizzo delle terre escavate deve sussistere sin dalla fase di produzione;
- Non deve sussistere la necessità di trattamento preventivo o di trasformazione preliminare delle terre escavate ai fini del soddisfacimento dei requisiti merceologici e di qualità ambientale idonei a garantire che il loro impiego ad impatti qualitativamente e quantitativamente diversi da quelli ordinariamente consentiti ed autorizzati per il sito dove sono desinate ad essere utilizzate;
- Deve essere garantito un elevato livello di tutela ambientale;
- Le terre non devono provenire da siti contaminati o sottoposti ad interventi di bonifica;
- Le loro caratteristiche chimiche e chimico-fisiche siano tali che il loro impiego nel sito prescelto non determini rischi per la salute e per la qualità delle matrici ambientali interessate ed avvenga nel rispetto delle norme di tutela delle acque superficiali e sotterranee, della flora, della fauna degli habitat e delle aree naturali protette.