



**Regione Puglia
Provincia di Brindisi
Comune di Brindisi**

PROGETTO DEFINITIVO: IMPIANTO FV-PINICELLE



OGGETTO:

PROVVEDIMENTO UNICO AMBIENTALE (PUA) AI SENSI DELL'ART. 27 DEL D.LGS. 152/2006
PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO A PANNELLI SOLARI (FV) IN UN'AREA AGRICOLA
E DI TUTTE LE OPERAZIONI CONNESSE

PROCEDURA AUTORIZZATIVA:

Provvedimento Unico Ambientale (PUA) ai sensi dell'art.27 del D.Lgs.152/2006

| | | | |
|--|--|--|--|
| IL COMMITTENTE ENERGIE GREEN PUGLIA S.R.L. VIA XX SETTEMBRE N.69 - PALERMO (PA) P.IVA 06829690822 | | IL PROGETTISTA Ing. Giuseppe Santaromita Villa | |
| timbro e firma ENERGIE GREEN PUGLIA SRL Via XX Settembre 69 - 90141 Palermo P.IVA 06829690822 | | Collaboratori: Ing. Lo Bello Alessia Ing. Torrissi Roberta Ing. Messina Valeria Ing. Bazan Flavia Ing. Cavarretta Maria Vincenza Ing. Conoscenti Rosalia Ing. Lala Rosa Maria Ing. Lo Re Monica Ing. Mazzeo Melania Ing. Pintaldi Giulia Ing. Scacciaferro Anna | |
| COD. ELAB: A2 | ELABORATO: RELAZIONE TECNICA | | |
| REVISIONE: REV.02 | CODICE DI RINTRACCIABILITA': 201900072 | DATA: 20/05/2022 | |
| TIMBRO ENTE AUTORIZZANTE | | | |



Sommario

| | | |
|-------|--|----|
| 1. | Premessa..... | 5 |
| 1.1 | Sintesi dell'intervento | 6 |
| 2. | Valenza dell'iniziativa | 11 |
| 2.1 | Attenzione per l'ambiente..... | 12 |
| 2.2 | Risparmio di combustibile..... | 12 |
| 2.3 | Emissioni in atmosfera | 13 |
| 3. | Dati generali del progetto..... | 14 |
| 3.1 | Dati generali sotto-impianto FV-Casignano | 15 |
| 3.2 | Dati generali sotto-impianto FV-Masciullo..... | 15 |
| 3.3 | Dati generali sotto-impianto FV-Lo Spada..... | 15 |
| 3.4 | Dati generali sotto-impianto FV-Restinco..... | 16 |
| 3.5 | Dati generali sotto-impianto FV-La Gonnella..... | 16 |
| 4. | Inquadramento territoriale e caratteristiche generali dell'impianto..... | 17 |
| 4.1 | Localizzazione e inquadramento territoriale sotto-impianto FV-Casignano..... | 17 |
| 4.2 | Localizzazione e inquadramento territoriale sotto-impianto FV-Masciullo..... | 21 |
| 4.3 | Localizzazione e inquadramento territoriale sotto-impianto FV-Lo Spada | 25 |
| 4.4 | Localizzazione e inquadramento territoriale sotto-impianto FV-Restinco..... | 28 |
| 4.5 | Localizzazione e inquadramento territoriale sotto-impianto FV-La Gonnella..... | 32 |
| 4.6 | Elenco delle opere da realizzare | 35 |
| 5. | Condizioni generali per la scelta del sito di installazione..... | 36 |
| 5.1 | Disponibilità della fonte solare ed irradiazione giornaliera media mensile | 36 |
| 5.2 | Fattori morfologici e ambientali: Ombreggiamento e Albedo | 38 |
| 5.3 | Verifica dei parametri urbanistici e uso del suolo | 40 |
| 6. | Specifiche tecniche generali dell'impianto agro-fotovoltaico | 41 |
| 7. | Specifiche tecniche delle componenti dell'impianto | 47 |
| 7.1 | Specifiche tecniche dei moduli fotovoltaici | 47 |
| 7.1.1 | Massimizzazione della producibilità energetica dell'impianto mediante la pulizia | |

| | |
|--|----|
| dei pannelli con acqua osmotizzata..... | 51 |
| 7.2 Specifiche tecniche degli inverter di stringa..... | 52 |
| 7.1 Specifiche tecniche dei trasformatori | 54 |
| 7.2 Specifiche tecniche delle strutture di sostegno | 57 |
| 8. Specifiche tecniche delle opere elettriche dell'impianto | 59 |
| 8.1 Dispositivi di protezione sul collegamento alla rete elettrica..... | 59 |
| 8.1.1 Dispositivo del generatore..... | 59 |
| 8.1.2 Dispositivo di interfaccia..... | 59 |
| 8.1.3 Dispositivo generale | 59 |
| 8.2 Cablaggio elettrico interno all'impianto | 60 |
| 8.3 Protezioni elettriche | 65 |
| 8.4 Impianto di messa a terra..... | 66 |
| 8.5 Cabine di impianto..... | 66 |
| 8.6 Cavidotto di collegamento alla rete elettrica | 66 |
| 8.7 Scavo per il passaggio della Dorsale MT interrata | 68 |
| 8.8 Opere civili | 68 |
| 9. Stima dell'energia prodotta..... | 70 |
| 9.1 Schede tecnico-prestazionali di riepilogo | 73 |
| 10. Descrizione dell'intervento: fasi, modalità e tempi di esecuzione..... | 79 |
| 10.1 Fasi della realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico | 79 |
| 10.2 Modalità e tempi di esecuzione delle opere di realizzazione dell'impianto..... | 80 |
| 10.2.1 Allestimento dell'area di lavoro | 80 |
| 10.2.2 Realizzazione impianto elettrico e installazione dei moduli fotovoltaici..... | 80 |
| 10.2.3 Cronoprogramma delle fasi di realizzazione dell'impianto | 82 |
| 10.3 Fasi delle operazioni di dismissione e di ripristino dello stato dei luoghi..... | 83 |
| 10.4 Esecuzione delle operazioni di dismissione e di ripristino dello stato dei luoghi | 84 |
| 10.4.1 Rimozione dei componenti dell'impianto | 84 |

| | | |
|--------|--|-----|
| 10.4.2 | Smaltimento dei materiali utilizzati | 84 |
| 10.4.3 | Ripristino dello stato dei luoghi | 85 |
| 11. | Stima dei costi di dismissione e di ripristino dello stato dei luoghi..... | 86 |
| 12. | Impatti, interferenze e misure compensative | 86 |
| 12.1 | Impatto relativo alla fase di costruzione..... | 86 |
| 12.2 | Impatto relativo alla fase di esercizio | 87 |
| 12.3 | Impatto relativo alla fase di dismissione | 89 |
| 12.4 | Interferenze | 89 |
| 13. | Agro-fotovoltaico: caratteristiche generali | 91 |
| 13.1 | Agro-fotovoltaico: benefici reciproci e schema progettuale | 92 |
| 14. | Interventi di mitigazione | 98 |
| 15. | Misure compensative | 101 |
| 16. | Opere di imboscamento | 105 |
| 17. | Viabilità esistente e di progetto..... | 115 |
| 17.1 | Modalità di arrivo all'impianto..... | 115 |
| 17.2 | Accesso all'impianto e viabilità interna | 115 |
| 17.3 | Recinzione dell'intero lotto | 117 |
| 18. | Analisi delle ricadute sociali, occupazionali ed economiche..... | 119 |
| 18.1 | Ricadute sociali..... | 119 |
| 18.2 | Ricadute occupazionali ed economiche..... | 119 |
| 19. | Elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze. Pareri, nulla osta..... | 121 |
| 20. | Normativa di riferimento | 124 |
| 20.1 | Riferimenti normati di carattere generale | 124 |
| 20.2 | Riferimenti normativi generali in materia di sicurezza | 125 |
| 20.3 | Riferimenti normativi generali del Ministero dell'interno – direzione centrale per la prevenzione e la sicurezza tecnica | 125 |
| 20.4 | Quadro normativo regionale | 126 |
| 20.5 | Delibere della Giunta Regionale..... | 126 |

| | | |
|--------|--|-----|
| 20.6 | Riferimento normativo della programmazione energetica | 127 |
| 20.7 | Norme tecniche | 127 |
| 20.7.1 | Normativa fotovoltaica ed impianti elettrici | 127 |
| 20.7.2 | Norme di legge per la costruzione delle cabine elettriche..... | 130 |
| 20.8 | Delibere AEEGSI | 130 |
| 20.9 | Agenzia delle Entrate..... | 133 |
| 20.10 | Agenzia del Territorio..... | 134 |
| 20.11 | GSE | 135 |
| 21. | Conclusioni | 136 |

1. Premessa

Il presente elaborato tecnico riguarda il Progetto per la “*Realizzazione di un Impianto Agro-Fotovoltaico denominato FV-Pinicelle di potenza pari a 26,00 MW e relative opere di connessione da installare nel territorio di Brindisi (BR)*” proposto dalla Società Energie Green Puglia S.r.l. e commissionato allo Studio di Progettazione Ing. Giuseppe Santaromita Villa.

In ragione della potenza nominale caratterizzante le opere di progetto, l’impianto è soggetto al rilascio di Autorizzazione Unica ai sensi dell’art.12 del D.Lgs.387/2003, da parte della Regione Puglia, mentre dal punto di vista delle norme vigenti in materia di tutela di ambiente, paesaggio e patrimonio storico-artistico, rientra nel campo di applicazione della normativa in materia di VIA.

In particolare, il Progetto è compreso tra le tipologie di intervento riportate nell’Allegato IV alla *Parte Seconda, comma 2 lett. b)* del D.Lgs. n. 152/2006 “*Impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore a 1MW*”, pertanto, rientrerebbe tra le categorie di opere da sottoporre alla procedura di verifica di assoggettabilità a Valutazione d’Impatto Ambientale, ai sensi dell’art. 19 del già menzionato D.Lgs. n.152/2006. Per tale motivo, inizialmente, è stata presentata istanza di verifica di assoggettabilità a VIA, avviata con nota acquisita al Prot. n.5170 del 19/02/2020 dall’ufficio competente della Provincia di Brindisi. Successivamente, il Proponente nel rispetto di quanto emerso dalle osservazioni dei diversi Enti competenti e delle criticità evidenziate nell’ambito della suddetta procedura, in accordo con i criteri di cui all’allegato V della parte II del D.Lgs. 152/06 ss.mm.ii., ha ritenuto opportuno optare per la conversione del progetto originario in uno di tipo **agro-fotovoltaico** e procedere con la richiesta di avvio della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (V.I.A.) nell’ambito del Provvedimento Unico in Materia Ambientale (P.U.A.) ai sensi dell’art.27 del D.Lgs.152/2006.

Il Provvedimento Unico in Materia Ambientale riunisce in un unico atto il rilascio di ogni altra autorizzazione, intesa, parere, concerto, nulla osta, o atto di assenso in materia ambientale richiesti dalla normativa vigente per la realizzazione e l’esercizio di un Progetto.

Con l’entrata in vigore della Legge 29 luglio 2021, n. 108, che ha convertito in legge il D.L. 31 maggio 2021, n.77 (cosiddetto “Decreto Semplificazioni Bis”) gli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 10 MW sono assoggettati alla VIA di competenza statale ai sensi dell’Allegato II Parte II del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. Tale Decreto nasce dalla necessità del legislatore di accelerare il processo di transizione energetica e riportare il paese su una traiettoria che consenta il raggiungimento degli obiettivi comunitari mediante l’approvazione di alcune misure volte a

semplificare le procedure autorizzative in particolar modo per quanto riguarda i grandi impianti.

L'intervento, infine, rientra tra quelli ricompresi nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), nella tipologia elencata nell'Allegato I-bis della Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006, al punto 1.2.1 denominata "Generazione di Energia Elettrica: impianti fotovoltaici" ed anche nella tipologia elencata negli allegati II o II-bis. L'intervento è coerente con il quadro M2C2- Energia Rinnovabile del Recovery Plan - Investimento 1.1 "Sviluppo Agro-voltaico", in quanto il presente progetto prevede l'implementazione di un sistema ibrido agricoltura- produzione di energia che non compromettono l'utilizzo dei terreni per l'agricoltura.

Per concludere, la soluzione progettuale prevede la realizzazione di un impianto di tipo *agro-fotovoltaico* che punta a far convivere fotovoltaico e agricoltura con reciproci vantaggi in termini di produzione di energia, tutela ambientale, conservazione della biodiversità e mantenimento dei suoli. In particolare, per quanto riguarda gli aspetti agronomici, è prevista la coltivazione di prodotti agricoli in linea con la vocazionalità del territorio, al fine di preservare la caratteristica originaria del sito, senza produrre particolari alterazioni nell'area individuata per la realizzazione del progetto e in quella circostante, evitando nel contempo il pericolo di marginalizzazione dei terreni.

1.1 Sintesi dell'intervento

Il progetto in esame prevede la realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato **FV-Pinicelle** della potenza in immissione in rete di **26.000,00 kW** in corrente alternata e una potenza di **29.328,00 kW** in corrente continua, localizzato all'interno del territorio comunale di Brindisi (BR) e costituito da cinque sotto-impianti della potenza in immissione in rete rispettivamente di:

- **FV-Casignano** (codice interno AG20): **10.400,00 kW** in corrente alternata e una potenza di **11.815,00 kW** in corrente continua da installarsi in **Contrada Casignano**, nel comune di **Brindisi (BR)**, foglio 66 particelle 33, 83, 85, 87, 88, 89, 90, 96, 97,132, 136 N.C.T;
- **FV-Masciullo** (codice interno AG98): **5.600,00 kW** in corrente alternata e una potenza di **6.317,00 kW** in corrente continua da installarsi in **Contrada Masciullo**, nel comune di **Brindisi (BR)**, foglio 99 particelle 12, 37, 38, 39, 40, 52, 81 e 82 N.C.T;
- **FV-Lo Spada** (codice interno AG193): **3.000,00 kW** in corrente alternata e una potenza di **3.274,00 kW** da installarsi in **Contrada Casignano**, nel comune di Brindisi (BR), foglio 66 particelle 34, 76, 140, 141, 142, 144, 145, 146 e 147 N.C.T.;
- **FV-Restinco** (codice interno AG194): **2.000,00 kW** in corrente alternata e una potenza di **2.162,00 kW** in corrente continua da installarsi in **Contrada Restinco**, nel comune di

Brindisi (BR), foglio 41 particelle 337, 347, 348, 349 e 421 N.C.T. e foglio 42 particelle 16, 17, 18, 19, 20, 21, 60, 61, 62, 66, 73, 74, 75 e 76 N.C.T;

- **FV-La Gonnella** (codice interno AG245): **5.000,00 kW** in corrente alternata e una potenza di **5.761,00 kW** in corrente continua da installarsi in **Contrada La Gonnella**, nel comune di Brindisi (BR), foglio 108 particelle 109, 110 e 111 N.C.T. foglio 109 particella 98 N.C.T. e foglio 133 particelle 24, 27, 28, 178, 179 e 270 N.C.T.

La realizzazione di un impianto di tipo *agro-fotovoltaico* punta a far convivere fotovoltaico e agricoltura con reciproci vantaggi in termini di produzione di energia, tutela ambientale, conservazione della biodiversità e mantenimento dei suoli. In questo modo si vuole preservare la caratteristica originaria del sito, senza produrre particolari alterazioni nell'area individuata per la realizzazione del progetto e in quella circostante.



Figura 1-1 - Ortofoto del parco agro-fotovoltaico FV-Pinicelle

Progetto di un Impianto Agro-Fotovoltaico nel Comune di Brindisi (BR)
 Studio di Progettazione Ing. Giuseppe Santaromita Villa

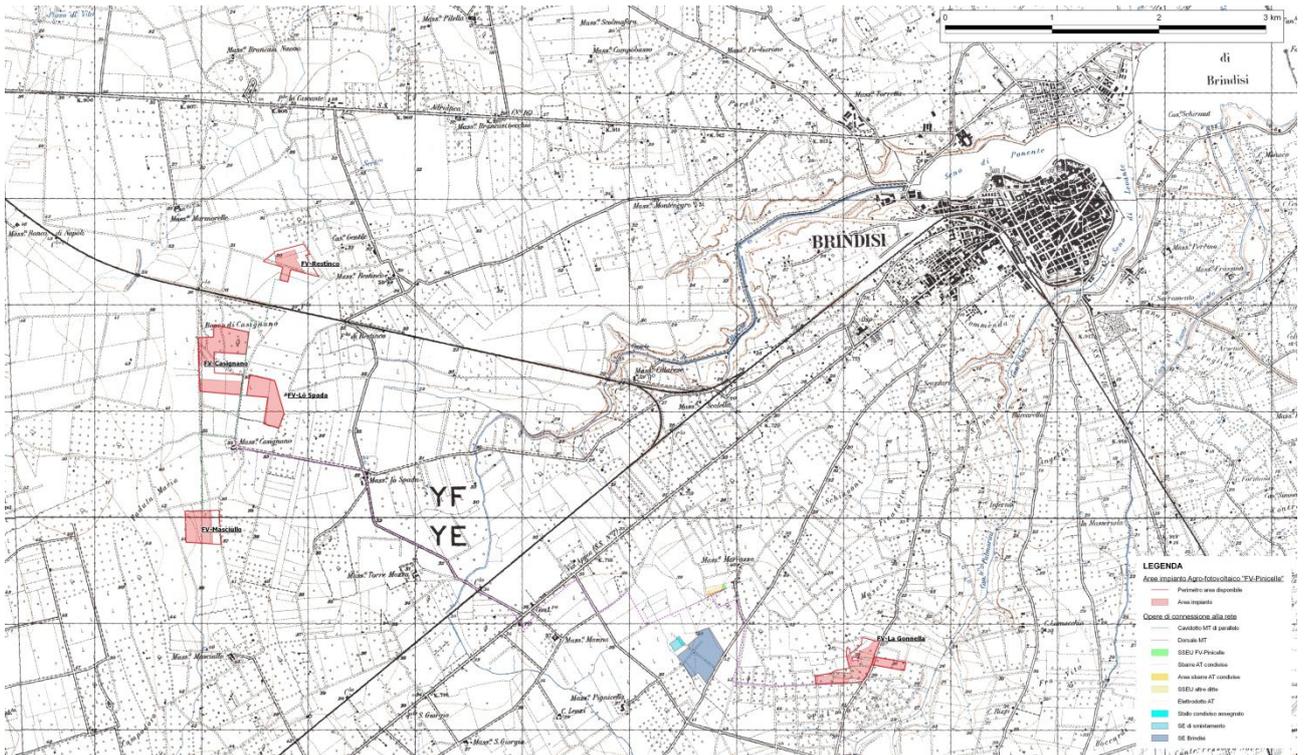


Figura 1-2 - Inquadramento su IGM del parco agro-fotovoltaico FV-Pinicelle

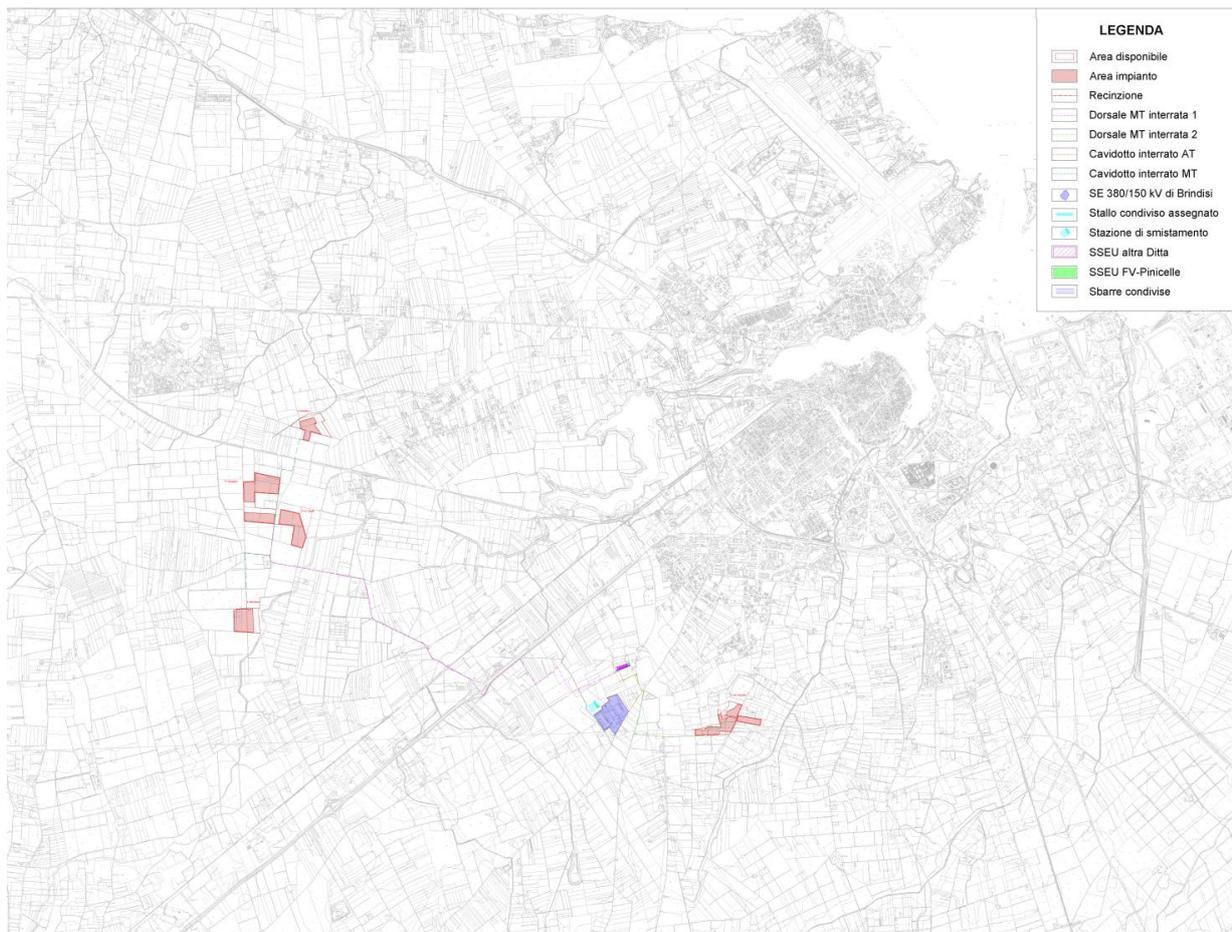


Figura 1-3 - Inquadramento su CTR del parco agro-fotovoltaico FV-Pinicelle

Il parco agro-fotovoltaico denominato FV-Pinicelle, meglio rappresentato nelle tavole di progetto, sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale tramite il collegamento delle dorsali MT interrate 30 kV alla SSEU FV-Pinicelle 150/30 kV, dove la tensione sarà successivamente convogliata tramite elettrodotto AT interrato 150 kV allo stallo condiviso assegnato, da realizzare in una futura stazione di smistamento 150 kV da costruire nelle immediate vicinanze della Stazione di Trasformazione 380/150 kV "Brindisi".

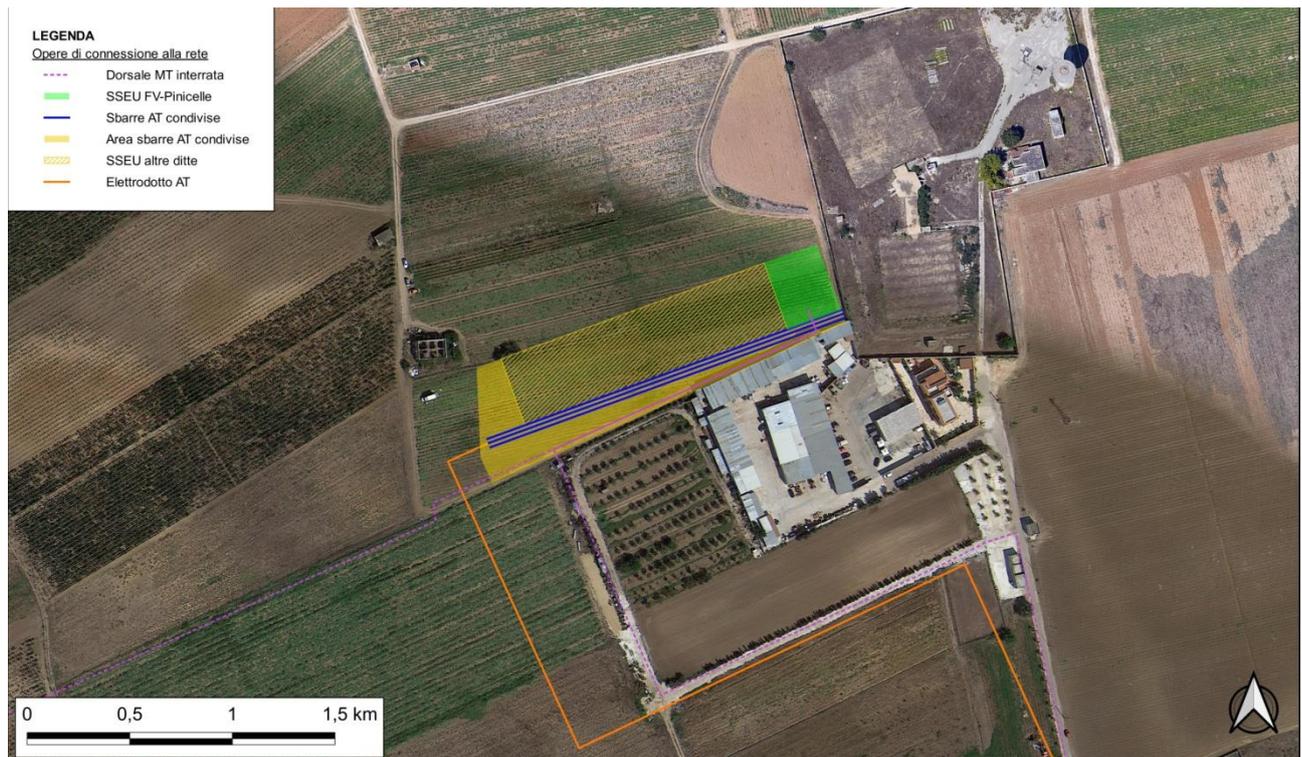


Figura 1-4 - Ortofoto del collegamento alla SSEU FV-Pinicelle

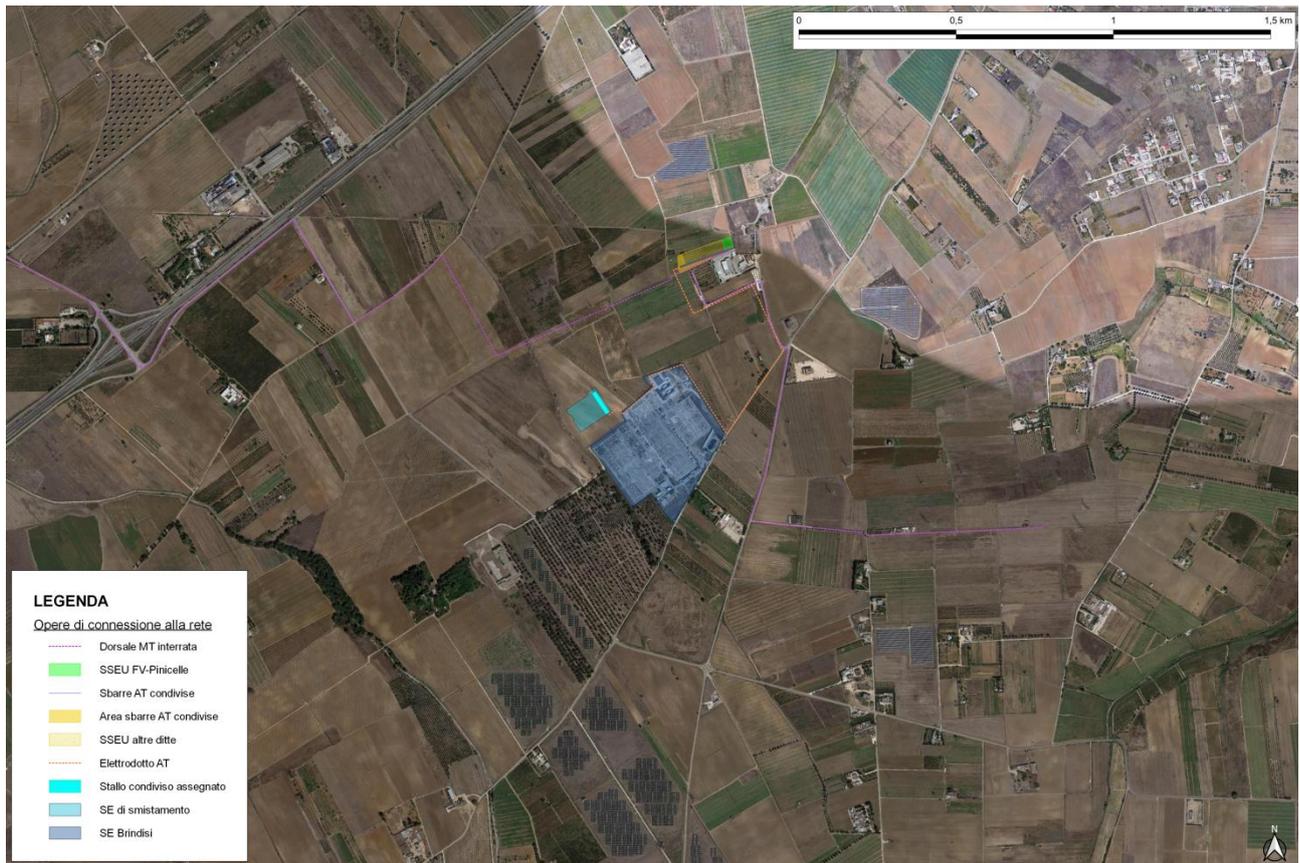


Figura I-5 - Ortofoto del collegamento allo stallo condiviso assegnato, da realizzare in una futura stazione di smistamento 150 kV da costruire nelle immediate vicinanze della Stazione di Trasformazione 380/150 kV "Brindisi"

La presente relazione, si pone come obiettivo quello di descrivere le caratteristiche della fonte utilizzata per la produzione di energia elettrica; descrivere l'intervento nel complesso, specificandone le fasi, i tempi e le modalità di esecuzione dei lavori previsti; descrivere il piano di dismissione degli impianti e il ripristino dello stato dei luoghi: indicare una stima dei costi di dismissione dell'impianto e di ripristino dello stato dei luoghi; un'analisi dell'impatto che l'impianto produce in ambito sociale, occupazionale ed economico; l'elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi comunque denominati, già acquisiti o da acquisire ai fini della realizzazione e dell'esercizio dell'opera.

2. Valenza dell'iniziativa

La realizzazione del parco agro-fotovoltaico, denominato “**FV-Pinicelle**”, rappresenta l'opportunità di poter ottenere un significativo risparmio di energia elettrica prodotta da fonti energetiche non rinnovabili, a favore invece della fonte rinnovabile rappresentata dal sole. Ricorrere alle tecnologie di sfruttamento della fonte solare permette di coniugare diversi aspetti che rappresentano un vantaggio in termini di qualità della vita per la popolazione con ottime ripercussioni soprattutto sull'ambiente.

La realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico rappresenta una opportunità vantaggiosa in quanto:

- con adeguate soluzioni tecnico-specifiche, si colloca in perfetta compatibilità con le esigenze paesaggistiche e di tutela ambientale;
- consente di produrre energia elettrica da fonti eco-compatibili, senza riversare in ambiente sostanza inquinanti;
- consente un notevole risparmio nel consumo di combustibile fossile;
- non comporta alcun tipo di inquinamento acustico neanche per le aree immediatamente adiacenti all'impianto;
- non comporta alcun tipo di inquinamento atmosferico neanche per le aree immediatamente adiacenti all'impianto;
- il risparmio di emissioni inquinanti porta un miglioramento della situazione ambientale;
- ha costi di manutenzione ed esercizio inferiori a tutte le altre fonti energetiche (rinnovabili e non);
- produce un miglioramento dell'efficienza economica attraverso il contenimento dei costi energetici per tutto il tempo di vita dell'impianto stimato in 25 anni;
- l'energia viene prodotta quando più ce n'è bisogno cioè durante il periodo estivo e durante le ore più calde della giornata;
- permette la nascita di nuovi impieghi nel settore degli installatori e manutentori su scala locale, con ripercussioni positive nella sfera dell'ambito sociale.

Il progetto si colloca a pieno all'interno della sfera di interventi volti a contribuire al soddisfacimento delle esigenze di “Energia Verde” e allo “Sviluppo Sostenibile” invocate dal Protocollo di Kyoto, dalla Conferenza sul clima e l'ambiente di Copenaghen 2009 e dalla Conferenza sul clima di Parigi del 2015. Nei paragrafi che seguono si è ritenuto opportuno sottolineare, tutti gli aspetti che rendono la realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico una scelta consapevole e vantaggiosa per l'uomo e per l'ambiente.

2.1 Attenzione per l'ambiente

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile.

L'Italia non possiede riserve significative di fonti fossili, ma da esse ricava circa il 90% dell'energia che consuma, con una rilevante dipendenza dall'estero.

I costi della bolletta energetica, già alti, per l'aumento della domanda internazionale rischiano di diventare insostenibili per la nostra economia con le sanzioni previste in caso di mancato rispetto degli impegni di Kyoto, di Copenaghen e di Parigi.

La transizione verso un mix di fonti di energia e con un peso sempre maggiore di rinnovabili è, pertanto, strategica per un Paese come il nostro dove, tuttavia, le risorse idrauliche e geotermiche sono già sfruttate appieno.

Negli ultimi 10 anni grazie agli incentivi sulle fonti rinnovabili lo sviluppo delle energie verdi nel nostro paese ha subito un notevole incremento soprattutto nel fotovoltaico e nell'eolico, portando l'Italia tra i paesi più sviluppati dal punto di vista dell'innovazione energetica e ambientale. La conclusione di detti incentivi ha in parte frenato lo sviluppo soprattutto del fotovoltaico creando notevoli problemi all'economia del settore.

La ditta proponente si pone come obiettivo di attuare la "gridparity" nel fotovoltaico grazie all'installazione di impianti di elevata potenza che abbattano i costi fissi e rendono l'energia prodotta dal fotovoltaico conveniente e sullo stesso livello delle energie prodotte dalle fonti fossili.

L'energia solare è l'unica risorsa non inquinante di cui si dispone in misura adeguata alle esigenze di sviluppo pur non rappresentando da sola, almeno nel breve medio periodo, la risposta al problema energetico mondiale.

2.2 Risparmio di combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione 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) risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Utilizzando i dati di letteratura, la produzione del primo anno è pari a 50.365.926,66 kWh/anno e la perdita di efficienza annuale a 0,9 %, che in considerazione della vita media dell'impianto, circa

25 anni, si può ottenere una produzione di energia pari a *1.133.233.282,35 kWh*.

Quindi considerando un fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria di *0,187* l'impianto evita il consumo annuo di *9.418,43 T.E.P.*, valore che risulta essere pari a *235.460,69 T.E.P.* per 25 anni.

2.3 Emissioni in atmosfera

La realizzazione del parco agro-fotovoltaico, in funzione della potenza complessiva installata, consentirà, inoltre, la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra, quali CO₂, SO₂, NO_x e Polveri.

Nello specifico si riportano nella tabella di seguito i valori specifici di emissioni evitate a seguito della realizzazione dell'impianto oggetto della presente relazione.

Tabella 2-1 - Emissioni evitate in atmosfera con la realizzazione dell'impianto

| Emissioni evitate in atmosfera di | CO2 | SO2 | NOX | Polveri |
|--|----------------|------------------|----------------|----------------|
| Emissioni specifiche in atmosfera [kg/kWh] | 0,496 | 0,930 | 0,580 | 0,029 |
| Emissioni evitate in un anno [kg] | 24.981.498,14 | 46.840.309,00 | 29.212.235,72 | 1.460.611,79 |
| Emissioni evitate in 25 anni [kg] | 624.537.453,38 | 1.171.007.725,10 | 730.305.893,07 | 36.515.294,65 |

3. Dati generali del progetto

Al fine di avere un quadro completo delle informazioni relative al progetto da realizzare si riportano di seguito le informazioni relative ai dati generali dell'impianto (compresi quelli del proponente e dello studio di progettazione) e i dati generali relativi a ciascun specifico sotto-impianto.

| <u>Dati generali impianto</u> | |
|--|---|
| <i>Nome dell'impianto</i> | Impianto FV – Pinicelle |
| <i>Comune</i> | Brindisi (BR), 72100 |
| <i>Dati catastali aree di impianto</i> | Brindisi (BR) foglio 66 particelle 33, 34, 76, 83, 85, 87, 88, 89, 90, 96, 97, 132, 136, 140, 141, 142, 144, 145, 146 e 147 foglio 99 particelle 12, 37, 38, 39, 40, 52, 81 e 82 foglio 41 particelle 337, 347, 348, 349 e 421 foglio 42 particelle 16, 17, 18, 19, 20, 21, 60, 61, 62, 66, 73, 74, 75 e 76 foglio 108 particelle 109, 110 e 111 foglio 109 particella 98 foglio 133 particelle 24, 27, 28, 178, 179 e 270 |
| <i>Dati catastali opere di connessione alla rete</i> | Brindisi (BR) foglio 99 particelle 1, 12, 37, 38, 85, 87, 88, 89, 90, 96, 97, 142 foglio 41 particelle 28, 337, 347 foglio 66 particelle 36, 95, 118, 126, 127, 142, 143, 313, 318, 322 foglio 103 particella 15 foglio 107 particelle 23, 28, 67, 69, 125, 126, 163, 164, 188, 191, 245, 246, 247, 248, 249, 548, 553, 555, 557, 559, 562, 564, 567, 573, 596, 919, 313, 318, 322 foglio 133 particelle 178, 141 |
| <i>Identificazione</i> | IGM 50000: 476, 495 IGM 5000: 476154, 476153, 476163, 495031, 495044 |
| <u>Dati generali proponente</u> | |
| <i>Ragione Sociale</i> | Energie Green Puglia S.r.l. |
| <i>Amministratore unico</i> | Dott.ssa Pucci di Benisichi Alessia |
| <i>Indirizzo</i> | Via XX Settembre, n° 69, Palermo (90141) |
| <i>Partita IVA</i> | 06829690822 |
| <u>Dati generali studio di progettazione</u> | |
| <i>Ragione Sociale</i> | Studio di Progettazione |
| <i>Progettista</i> | Ing. Giuseppe Santaromita Villa |
| <i>Codice Fiscale</i> | SNTGPP75M02I199Q |
| <i>Partita IVA</i> | 02751790839 |
| <i>Indirizzo</i> | Via Trazzera Marina 65/a – 98071 Capo d'Orlando (ME) |
| <i>Recapiti Telefonici</i> | +39 328 825 8081 +39 320 484 2150 |
| <i>E - mail</i> | giuseppegvilla@hotmail.com |

3.1 Dati generali sotto-impianto FV-Casignano

| <u>Dati generali impianto</u> | |
|--------------------------------------|--|
| <i>Nome del sotto-impianto</i> | FV – Casignano |
| <i>Comune</i> | Brindisi (BR), 72100 |
| <i>Indirizzo</i> | Strade Comunali n.14 e n.50 |
| <i>Dati catastali</i> | foglio 66 particelle 33, 83, 85, 87, 88, 89, 90, 96, 97,132, 136 |
| <i>Identificazione</i> | IGM 50.000: 476 IGM 5.000: 476154 |
| <i>Coordinate Geografiche</i> | Latitudine 40°37'43.65"N - Longitudine 17°51'6.81"E |

3.2 Dati generali sotto-impianto FV-Masciullo

| <u>Dati generali impianto</u> | |
|--------------------------------------|--|
| <i>Nome del sotto-impianto</i> | FV – Masciullo |
| <i>Comune</i> | Brindisi, 72100 |
| <i>Indirizzo</i> | Strada Comunale n.50 |
| <i>Dati catastali</i> | foglio 99 particelle 12, 37, 38, 39, 40, 52, 81 e 82 (f) |
| <i>Identificazione</i> | IGM 50.000: 476 IGM 5.000: 476153 |
| <i>Coordinate Geografiche</i> | Latitudine 40°36'47.88"N - Longitudine 17°50'53.31"E |

3.3 Dati generali sotto-impianto FV-Lo Spada

| <u>Dati generali impianto</u> | |
|--------------------------------------|--|
| <i>Nome del sotto-impianto</i> | FV – Lo Spada |
| <i>Comune</i> | Brindisi, 72100 |
| <i>Indirizzo</i> | Strada Comunale n.14 |
| <i>Dati catastali</i> | foglio 66 particelle 34, 76, 140, 141, 142, 144, 145, 146, 147 |
| <i>Identificazione</i> | IGM 50.000: 476 IGM 5.000: 476153, 476154 |
| <i>Coordinate Geografiche</i> | Latitudine 40°37'28.31"N - Longitudine 17°51'23.00"E |

3.4 Dati generali sotto-impianto FV-Restinco

| <u>Dati generali impianto</u> | |
|--------------------------------------|---|
| <i>Nome del sotto-impianto</i> | FV – Restinco |
| <i>Comune</i> | Brindisi, 72100 |
| <i>Indirizzo</i> | Strada Provinciale n.43 |
| <i>Dati catastali</i> | foglio 41 particelle 337, 347, 348, 349, 421 foglio 42 particelle 16, 17, 18, 19, 20, 21, 60, 61, 62, 66, 73, 74, 75, 76 |
| <i>Identificazione</i> | IGM 50.000: 476 IGM 5.000: 476154 |
| <i>Coordinate Geografiche</i> | Latitudine 40°38'7.60"N - Longitudine 17°51'32.33"E |

3.5 Dati generali sotto-impianto FV-La Gonnella

| <u>Dati generali impianto</u> | |
|--------------------------------------|---|
| <i>Nome del sotto-impianto</i> | FV – La Gonnella |
| <i>Comune</i> | Brindisi, 72100 |
| <i>Indirizzo</i> | Strada Comunale n.69 |
| <i>Dati catastali</i> | foglio 99 particelle 12, 37, 38, 39, 40, 52, 81 e 82 |
| <i>Identificazione</i> | IGM 50.000: 476, 495 IGM 5.000: 476163, 495031, 495044 |
| <i>Coordinate Geografiche</i> | Latitudine 40°36'2.01"N - Longitudine 17°55'13.49"E |

4. Inquadramento territoriale e caratteristiche generali dell'impianto

L'area sulla quale è prevista la realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico è nella disponibilità della Società Proponente che ha già stipulato contratti preliminari di Compravendita dei Terreni con le Ditte proprietarie. Le opere di connessione che consentiranno il collegamento dall'impianto fotovoltaico allo stallo condiviso assegnato, da realizzare in una futura stazione di smistamento 150 kV da costruire nelle immediate vicinanze della Stazione di Trasformazione 380/150 kV "Brindisi", interesseranno terreni nella disponibilità della Società Proponente, Strada Pubblica e/o alcuni terreni di Ditte private con le quali si procederà ad attivare la procedura di esproprio/asservimento/occupazione temporanea.

Per maggiori dettagli e approfondimenti si rimanda all'elaborato di progetto "*Piano Particolare di Esproprio Opere di Connessione*".

Nei paragrafi che seguono si procede con la localizzazione e l'inquadramento territoriale generale e su base catastale dell'impianto agro-fotovoltaico oggetto della presente relazione suddividendo l'impianto nei suoi 5 sotto-impianti di cui sopra, per meglio procedere con la descrizione.

4.1 Localizzazione e inquadramento territoriale sotto-impianto FV-Casignano

Il sito di installazione del sotto-impianto denominato "**FV-Casignano**", codice interno allo studio AG20, è localizzato nel comune di Brindisi (BR) località C.da "Casignano", censito al N.C.T. al foglio 66 particelle 33, 83, 85, 87, 88, 89, 90, 96, 97, 132, 136 N.C.T per un'estensione complessiva pari a ha 19,86 da visure, dei quali vengono inclusi all'interno della recinzione circa 14,93 ha.

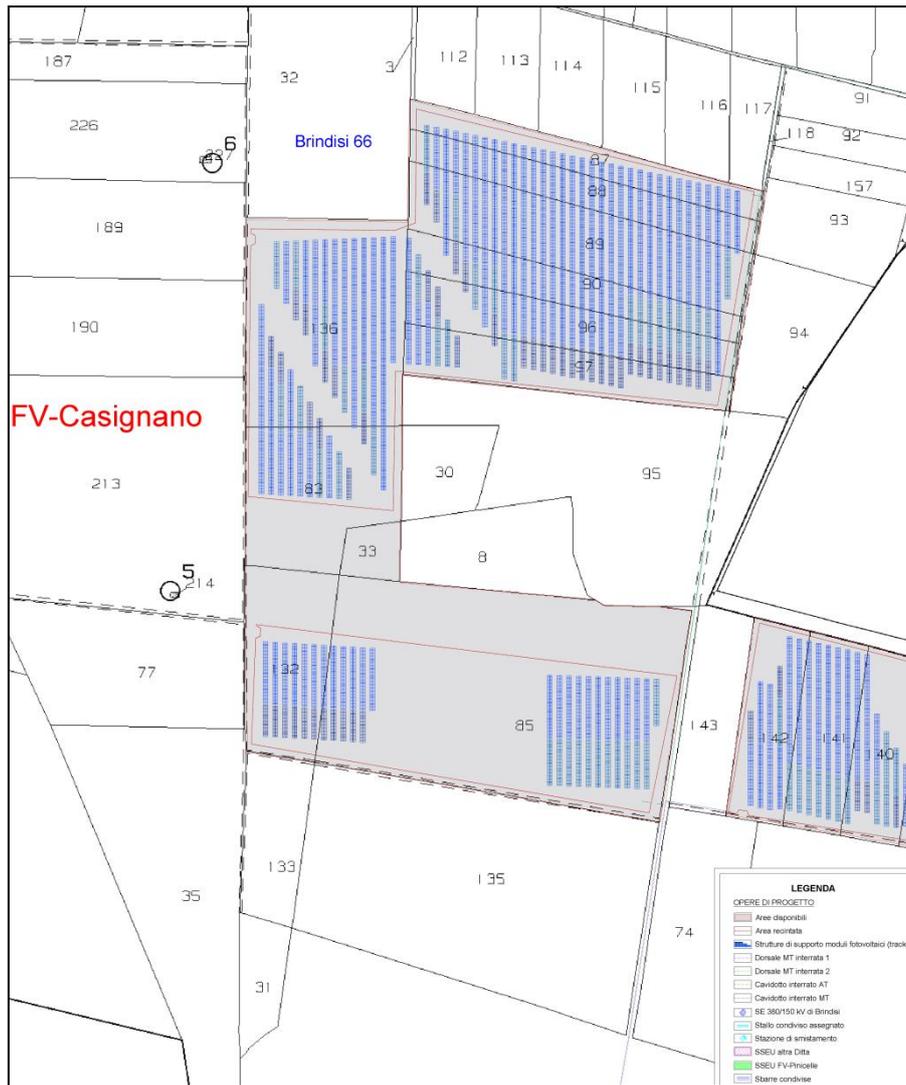


Figura 4-1 - Inquadramento su catastale del sotto-impianto FV-Casignano



Figura 4-2 - Ortofoto sotto-impianto FV-Casignano (fonte dell'ortofoto: google earth anno di acquisizione dell'immagine 2021)

Il terreno scelto per la realizzazione dell'impianto è caratterizzato da una conformazione molto regolare e nello specifico risulta essere:

- regolarmente pianeggiante in tutta la sua estensione, condizione quest'ultima che garantisce la massima esposizione solare durante tutto l'arco della giornata;
- accessibile dal punto di vista viario attraverso la Strada Comunale n.50 che lo costeggia ad ovest e la Strada Comunale n.14 che lo costeggia ad est;
- attraversato nella zona ovest da linee di media tensione, dalle quali ci si distanzierà 7 metri, e nella zona nord e nella zona centrale da linee a bassa tensione dalle quali ci si distanzierà 5 metri;

- privo di vincoli fisici ed ostacoli che possano compromettere l'insolazione del campo fotovoltaico;
- distante circa 6,5 km dal centro abitato del comune di Brindisi rispetto al quale si colloca ad ovest.



Figura 4-3 - Inquadramento su CTR del sotto-impianto FV-Casignano

L'area, oggetto dell'intervento, è compresa all'interno del perimetro di coordinate geografiche di Latitudine $40^{\circ}37'43.65''N$ e Longitudine $17^{\circ}51'6.81''E$, con una quota media di 32 m s.l.m.

Da certificato di destinazione urbanistica relativo all'area del sito in oggetto, si evince che il terreno risulta classificato, in base al piano regolatore generale del comune di Brindisi (BR), come Zona "E" – Agricola.

A seguito di analisi delle caratteristiche litologiche, geomorfologiche ed idrogeologiche dei terreni

di sedime come meglio indicato nelle relazioni specifiche, si ritiene che l'area sia idonea alla realizzazione di quanto previsto in progetto. Si ritiene utile specificare infatti che l'installazione dei moduli fotovoltaici in situ non creerà particolari e irreversibili modificazioni del suolo, né al territorio e al paesaggio circostanti, non costituendo in alcun modo un ostacolo e un'interazione negativa con la flora e la fauna tali da sconvolgerne ed alterarne i naturali equilibri.

La mancata esistenza di vincoli quali

- Parchi e riserve;
- SIC (Siti di Importanza Comunitaria);
- ZPS (Zone di Protezione Speciale);

risulta essere un'ulteriore dimostrazione che a livello di biocenosi, l'area interessata mostra una certa scarsità di presenze e quindi l'impianto non rappresenterebbe, visto anche il modello costruttivo, una minaccia per questa.

4.2 Localizzazione e inquadramento territoriale sotto-impianto FV-Masciullo

Il sito di installazione del sotto-impianto denominato “**FV-Masciullo**”, codice interno allo studio AG98, è localizzato nel comune di Brindisi (BR) località C.da “Masciullo”, censito al N.C.T. al foglio 99 particelle 12, 37, 38, 39, 40, 52, 81 e 82 N.T.C per un'estensione complessiva pari a ha 9,9765 da visure, dei quali vengono inclusi all'interno della recinzione 7 ha circa.

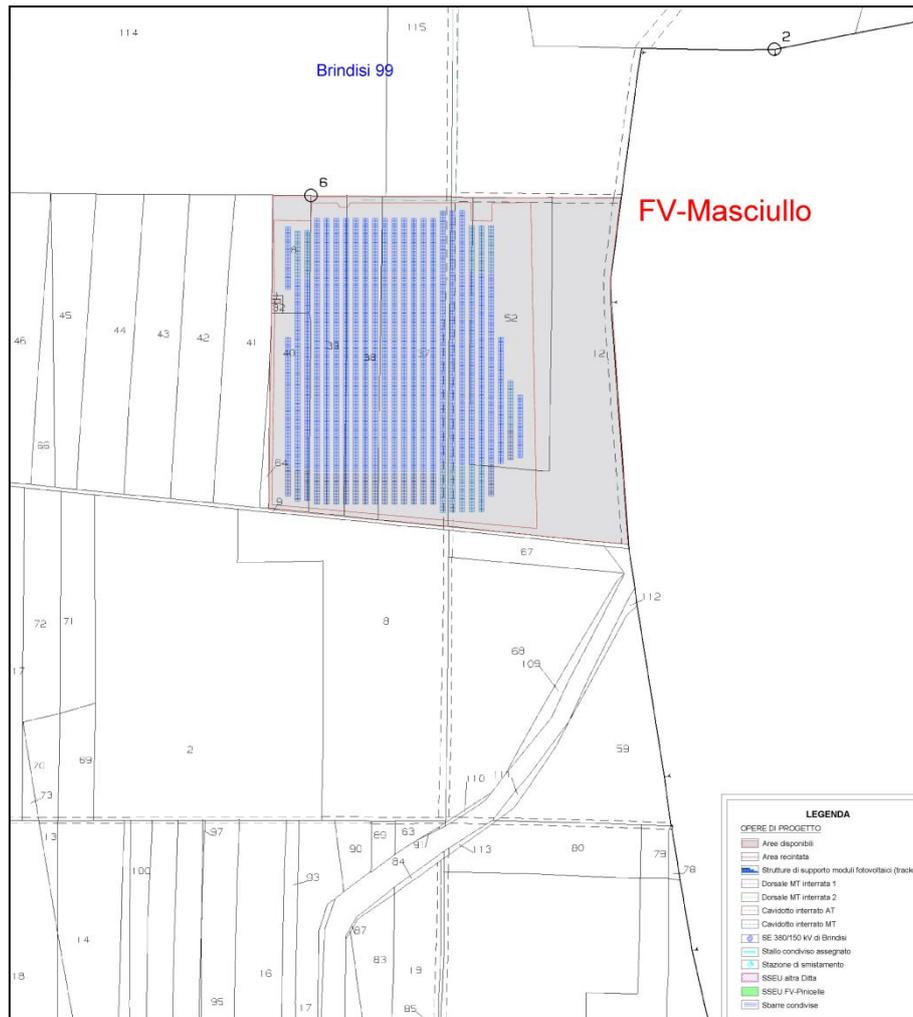


Figura 4-4 - Inquadramento su catastale del sotto-impianto FV-Masciullo



Figura 4-5 - Ortofoto sotto-impianto FV-Masciullo (fonte dell'ortofoto: google earth anno di acquisizione dell'immagine 2021)

Il terreno scelto per la realizzazione dell'impianto è caratterizzato da una conformazione molto regolare e nello specifico risulta essere:

- regolarmente pianeggiante, condizione quest'ultima che garantisce la massima esposizione solare durante tutto l'arco della giornata;
- accessibile dal punto di vista viario direttamente attraverso la strada comunale 50 che lo costeggia a nord;
- privo di vincoli fisici ed ostacoli che possano compromettere l'insolazione del campo fotovoltaico;
- distante circa 7 km dal centro abitato del comune di Brindisi rispetto al quale si colloca ad ovest.

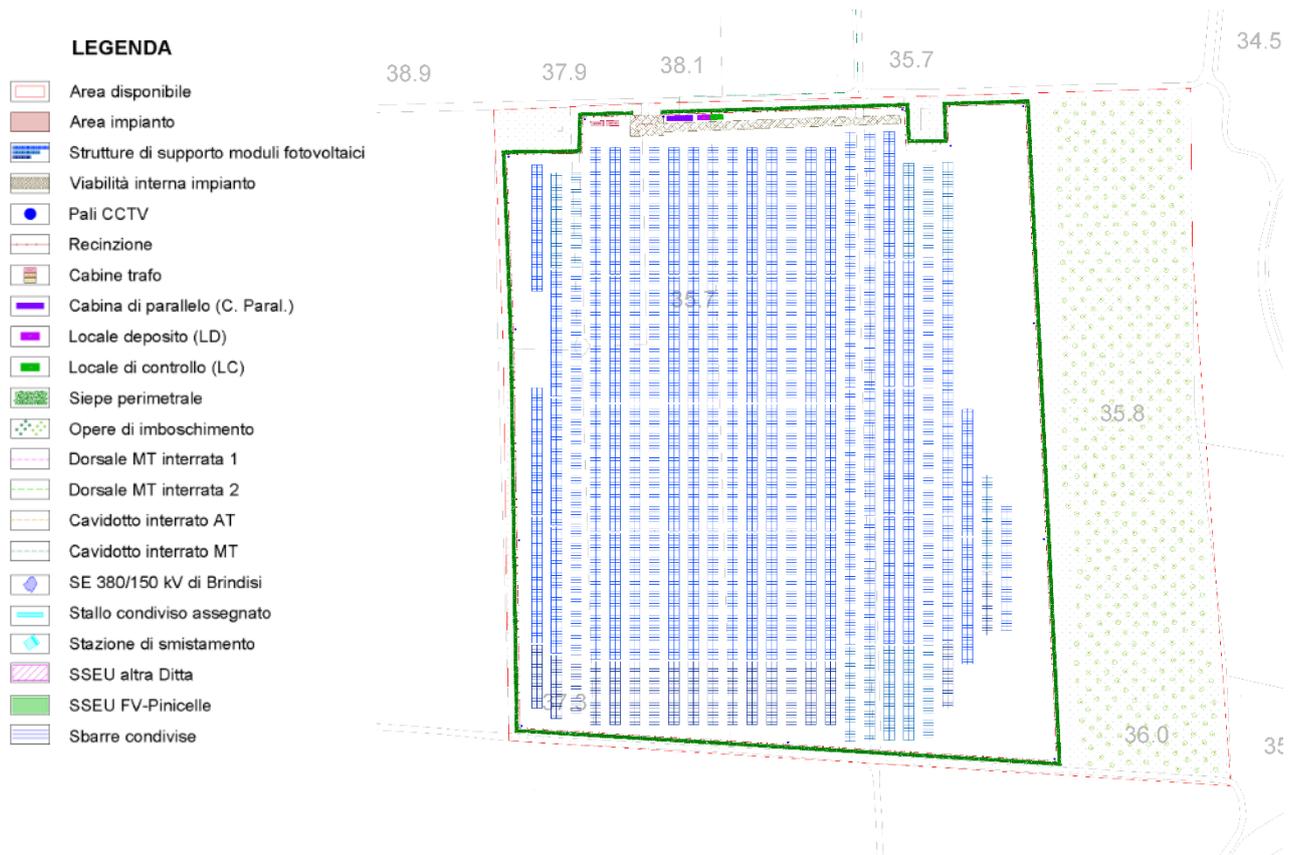


Figura 4-6 – Inquadramento su CTR del sotto-impianto FV-Masciullo

L'area, oggetto dell'intervento, è compresa all'interno del perimetro di coordinate geografiche di Latitudine 40°36'47.88"N e Longitudine 17°50'53.31"E, con una quota media di 36 m s.l.m.

Da certificato di destinazione urbanistica relativo all'area del sito in oggetto, si evince che il terreno risulta classificato, in base al piano regolatore generale del comune di Brindisi (BR), come Zona "E" – Agricola.

A seguito di analisi delle caratteristiche litologiche, geomorfologiche ed idrogeologiche dei terreni di sedime come meglio indicato nelle relazioni specifiche, si ritiene che l'area sia idonea alla realizzazione di quanto previsto in progetto.

Si ritiene utile specificare infatti che l'istallazione dei moduli fotovoltaici in situ non creerà particolari e irreversibili modificazioni del suolo, né al territorio e al paesaggio circostanti, non costituendo in alcun modo un ostacolo e un'interazione negativa con la flora e la fauna tali da sconvolgerne ed alterarne i naturali equilibri.

La mancata esistenza di vincoli quali

- Parchi e riserve;
- SIC (Siti di Importanza Comunitaria);
- ZPS (Zone di Protezione Speciale);



Figura 4-8 - Ortofoto sotto-impianto FV-Lo Spada (fonte dell'ortofoto: Google Earth anno di acquisizione dell'immagine 2021)

Il terreno scelto per la realizzazione dell'impianto è caratterizzato da una conformazione molto regolare e nello specifico risulta essere:

- regolarmente pianeggiante in tutta la sua estensione, condizione quest'ultima che garantisce la massima esposizione solare durante tutto l'arco della giornata;
- accessibile dal punto di vista viario attraverso la strada comunale 14 che lo costeggia ad ovest;
- privo di vincoli fisici ed ostacoli che possano compromettere l'insolazione del campo fotovoltaico;
- distante circa 6,3 km dal centro abitato del comune di Brindisi rispetto al quale si colloca ad ovest.

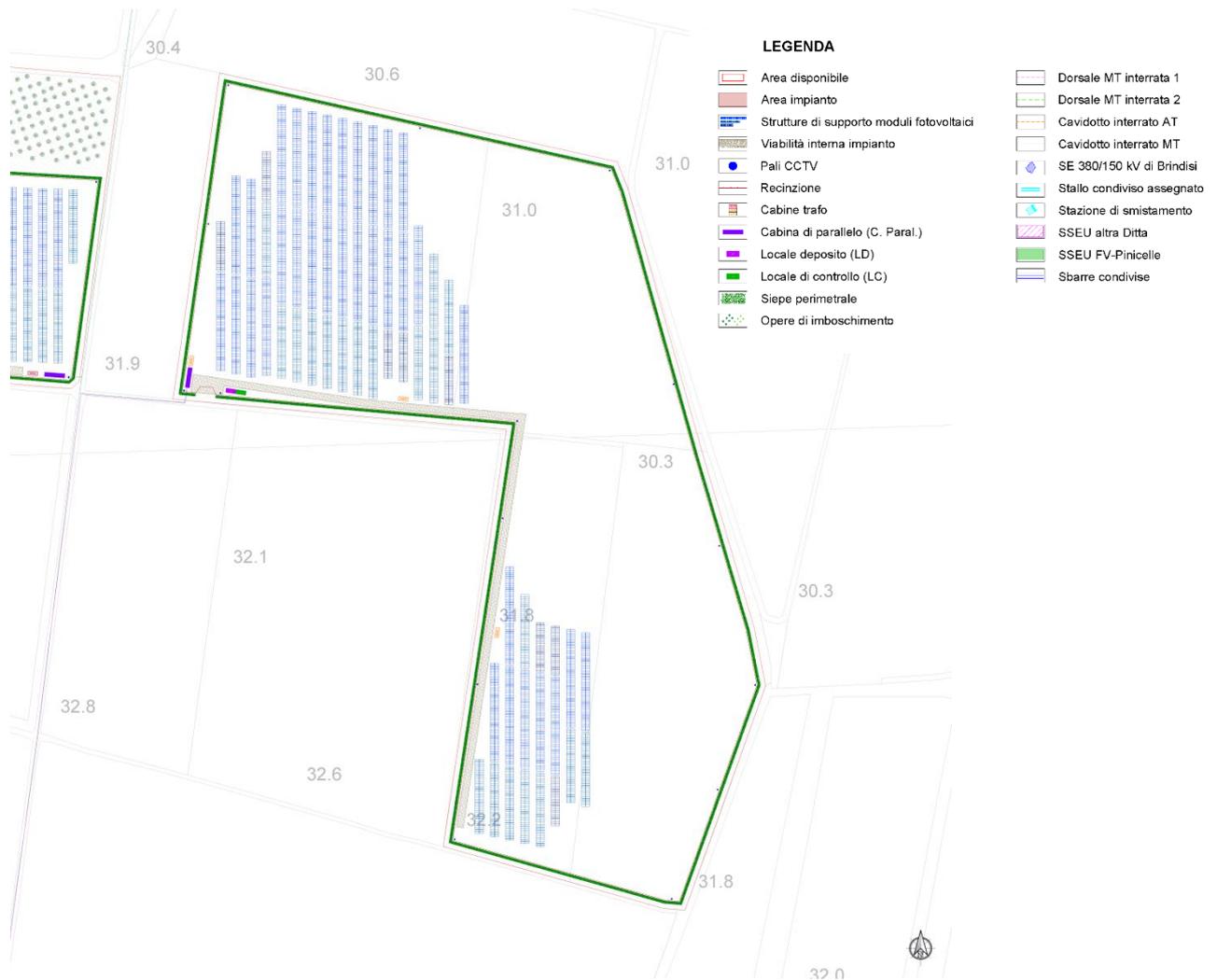


Figura 4-9 - Inquadramento su CTR del sotto-impianto FV-Lo Spada

L'area, oggetto dell'intervento, è compresa all'interno del perimetro di coordinate geografiche di Latitudine 40°37'28.31"N e Longitudine 17°51'23,00"E, con una quota media di 31 m s.l.m.

Da certificato di destinazione urbanistica relativo all'area del sito in oggetto, si evince che il terreno risulta classificato, in base al piano regolatore generale del comune di Brindisi (BR), come Zona "E" – Agricola.

A seguito di analisi delle caratteristiche litologiche, geomorfologiche ed idrogeologiche dei terreni di sedime come meglio indicato nelle relazioni specifiche, si ritiene che l'area sia idonea alla realizzazione di quanto previsto in progetto. Si ritiene utile specificare infatti che l'istallazione dei moduli fotovoltaici in situ non creerà particolari e irreversibili modificazioni del suolo, né al territorio e al paesaggio circostanti, non costituendo in alcun modo un ostacolo e un'interazione negativa con la flora e la fauna tali da sconvolgerne ed alterarne i naturali equilibri.

La mancata esistenza di vincoli quali

- Parchi e riserve;

- SIC (Siti di Importanza Comunitaria);
- ZPS (Zone di Protezione Speciale);

risulta essere un'ulteriore dimostrazione che a livello di biocenosi, l'area interessata mostra una certa scarsità di presenze e quindi l'impianto non rappresenterebbe, visto anche il modello costruttivo, una minaccia per questa.

4.4 Localizzazione e inquadramento territoriale sotto-impianto FV-Restinco

Il sito di installazione del sotto-impianto denominato “**FV-Restinco**”, codice interno allo studio AG194, è localizzato nel comune di Brindisi (BR) località “C.da Restinco”, censito al N.C.T. al foglio 41 particelle 337, 347, 348, 349 e 421 N.C.T. e foglio 42 particelle 16, 17, 18, 19, 20, 21, 60, 61, 62, 66, 73, 74, 75 e 76 N.C.T; per un'estensione complessiva pari a ha 8,5933 da visure, dei quali vengono inclusi all'interno della recinzione 3,97 ha circa, mentre 4 ha circa verranno impiegati come aree di rimboschimento.

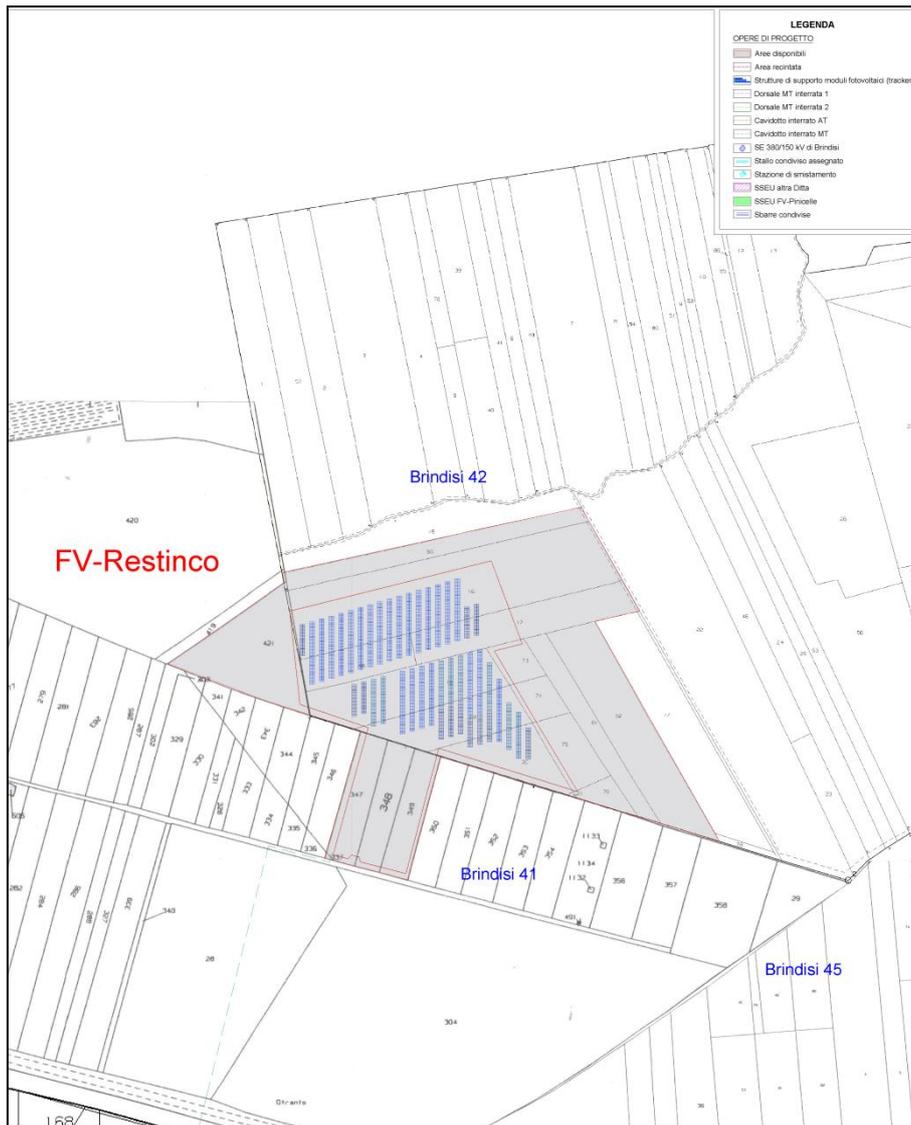


Figura 4-10 - Inquadramento su catastale del sotto-impianto FV-Restinco



Figura 4-11 - Ortofoto sotto-impianto FV- Restinco (fonte dell'ortofoto: google earth anno di acquisizione dell'immagine 2021)

Il terreno scelto per la realizzazione dell'impianto è caratterizzato da una conformazione molto regolare e nello specifico risulta essere:

- regolarmente pianeggiante in tutta la sua estensione, condizione quest'ultima che garantisce la massima esposizione solare durante tutto l'arco della giornata;
- accessibile dal punto di vista viario direttamente attraverso la strada provinciale 43;
- attraversato lungo il perimetro sud-ovest e il perimetro sud-est, da una linea di bassa tensione dalla quale ci si distanzia di 5 metri;
- privo di vincoli fisici ed ostacoli che possano compromettere l'insolazione del campo fotovoltaico;
- distante circa 6 km dal centro abitato del comune di Brindisi rispetto al quale si colloca ad ovest.

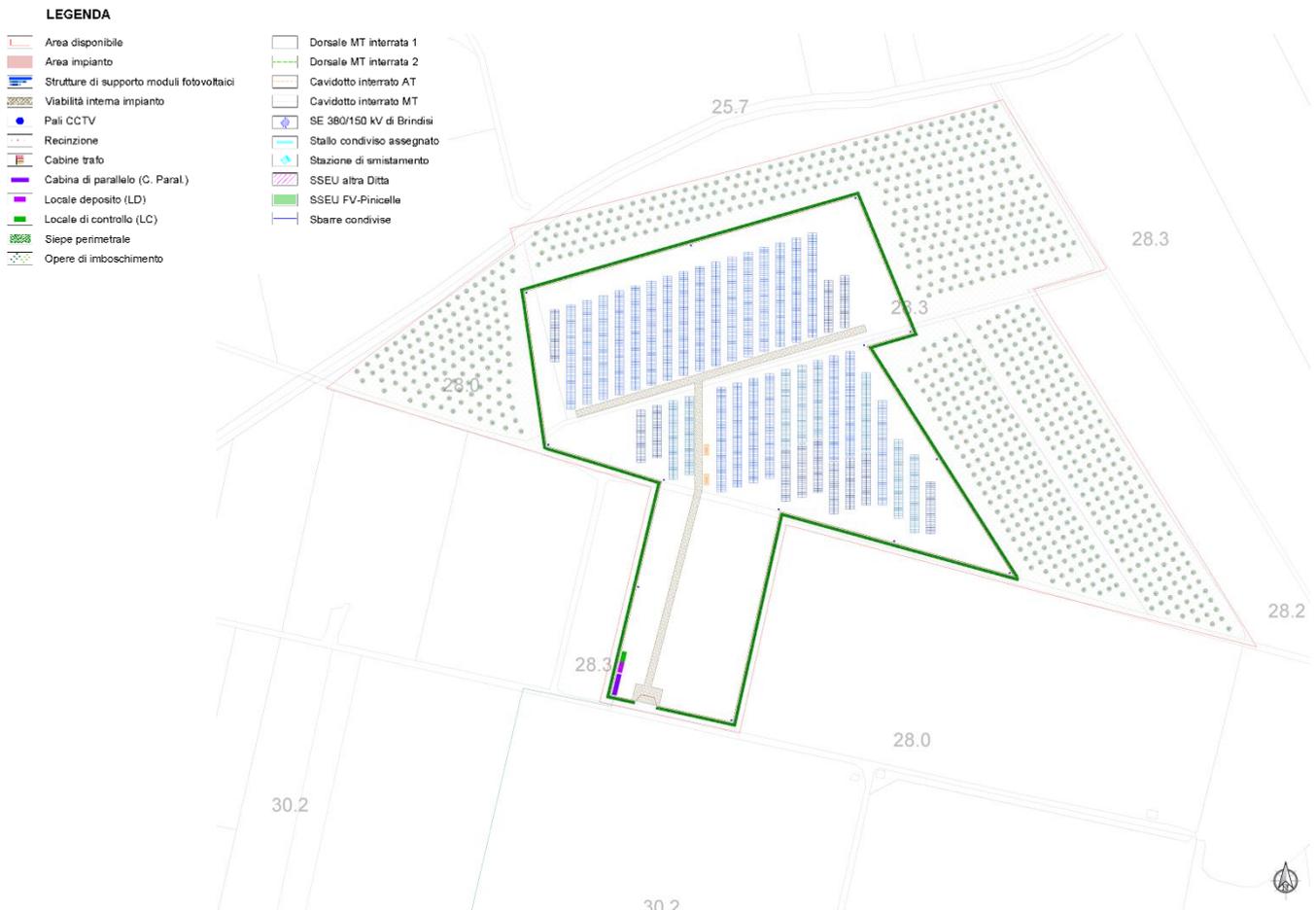


Figura 4-12 - Inquadramento su CTR del sotto-impianto FV-Restinco

L'area, oggetto dell'intervento, è compresa all'interno del perimetro di coordinate geografiche di Latitudine 40°38'7.60"N e Longitudine 17°51'32.33"E, con una quota media di 29 m s.l.m.

Da certificato di destinazione urbanistica relativo all'area del sito in oggetto, si evince che il terreno risulta classificato, in base al piano regolatore generale del comune di Brindisi (BR), come *Zona "E" – Agricola*.

A seguito di analisi delle caratteristiche litologiche, geomorfologiche ed idrogeologiche dei terreni di sedime come meglio indicato nelle relazioni specifiche, si ritiene che l'area sia idonea alla realizzazione di quanto previsto in progetto. Si ritiene utile specificare infatti che l'installazione dei moduli fotovoltaici in situ non creerà particolari e irreversibili modificazioni del suolo, né al territorio e al paesaggio circostanti, non costituendo in alcun modo un ostacolo e un'interazione negativa con la flora e la fauna tali da sconvolgerne ed alterarne i naturali equilibri.

La mancata esistenza di vincoli quali:

- Parchi e riserve;
- SIC (Siti di Importanza Comunitaria);
- ZPS (Zone di Protezione Speciale);

risulta essere un'ulteriore dimostrazione che a livello di biocenosi, l'area interessata mostra una certa scarsità di presenze e quindi l'impianto non rappresenterebbe, visto anche il modello costruttivo, una minaccia per questa.

4.5 Localizzazione e inquadramento territoriale sotto-impianto FV-La Gonnella

Il sito di installazione del sotto-impianto denominato “**FV-Gonnella**”, codice interno allo studio AG245, è localizzato nel comune di Brindisi (BR) località C.da “Casignano”, censito al N.C.T. al foglio 108 particelle 109, 110 e 111 N.C.T. foglio 109 particella 98 N.C.T. e foglio 133 particelle 24, 27, 28, 178, 179 e 270 N.C.T. per un'estensione complessiva pari a ha 13,59 da visure, dei quali vengono inclusi all'interno della recinzione 9,60 ha circa, mentre 2,4 ha circa verranno impiegati come aree di rimboschimento.

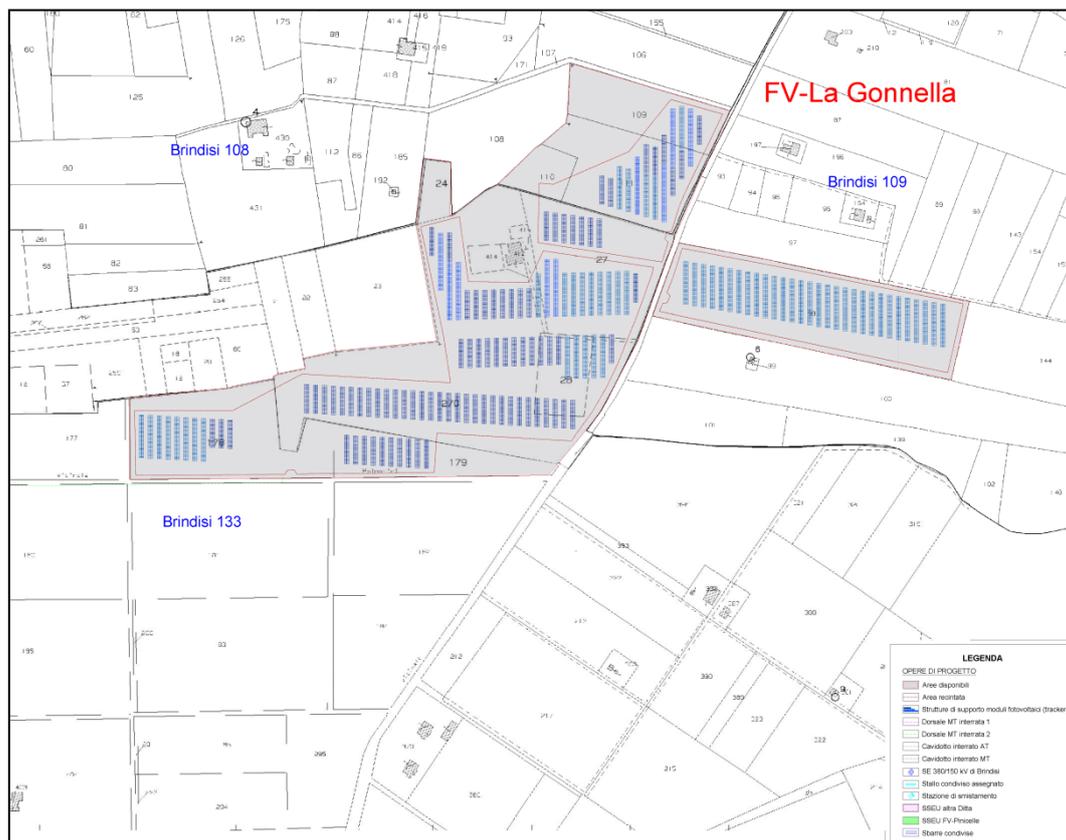


Figura 4-13 - Inquadramento su catastale del sotto-impianto FV-La Gonnella



Figura 4-14 - Ortofoto sotto-impianto FV-La Gonnella (fonte dell'ortofoto: google earth anno di acquisizione dell'immagine 2021)

Il terreno scelto per la realizzazione dell'impianto è caratterizzato da una conformazione molto regolare e nello specifico risulta essere:

- regolarmente pianeggiante in tutta la sua estensione, condizione quest'ultima che garantisce la massima esposizione solare durante tutto l'arco della giornata;
- accessibile dal punto di vista viario direttamente attraverso la strada comunale 69;
- attraversato da linee di alta tensione dalle quali ci si distanzierà di 10 metri;
- privo di vincoli fisici ed ostacoli che possano compromettere l'insolazione del campo fotovoltaico;
- distante circa 3,5 km dal centro abitato del comune di Brindisi rispetto al quale si colloca a sud-ovest.



Figura 4-15 – Inquadramento su CTR del sotto-impianto FV-La Gonnella

L'area, oggetto dell'intervento, è compresa all'interno del perimetro di coordinate geografiche di Latitudine 40°35'52.15"N e Longitudine 17°54'2.38"E, con una quota media di 39 m s.l.m.

Da certificato di destinazione urbanistica relativo all'area del sito in oggetto, si evince che il terreno risulta classificato, in base al piano regolatore generale del comune di Brindisi (BR), come Zona "E" – Agricola.

A seguito di analisi delle caratteristiche litologiche, geomorfologiche ed idrogeologiche dei terreni di sedime come meglio indicato nelle relazioni specifiche, si ritiene che l'area sia idonea alla realizzazione di quanto previsto in progetto. Si ritiene utile specificare infatti che l'installazione dei moduli fotovoltaici in situ non creerà particolari e irreversibili modificazioni del suolo, né al territorio e al paesaggio circostanti, non costituendo in alcun modo un ostacolo e un'interazione negativa con la flora e la fauna tali da sconvolgerne ed alterarne i naturali equilibri.

La mancata esistenza di vincoli quali:

- Parchi e riserve;
- SIC (Siti di Importanza Comunitaria);
- ZPS (Zone di Protezione Speciale);

risulta essere un'ulteriore dimostrazione che a livello di biocenosi, l'area interessata mostra una certa scarsità di presenze e quindi l'impianto non rappresenterebbe, visto anche il modello costruttivo, una minaccia per questa.

4.6 Elenco delle opere da realizzare

Al servizio del parco agro-fotovoltaico è prevista la realizzazione delle seguenti opere di cui si richiede l'autorizzazione:

- **cinque sotto-impianti di produzione di energia elettrica solare fotovoltaica** costituito da moduli fotovoltaici collocati su apposite strutture di sostegno in acciaio di tipo mobile (Tracker);
- realizzazione di una **rete BT in cavo interrato, interna ai siti dei cinque sotto-impianti**, per il collegamento elettrico delle stringhe fotovoltaiche, tramite gli **inverter di stringa**, ai trasformatori;
- posa in opera di n. **20 trasformatori**;
- posa in opera di n. **8 locali deposito**;
- posa in opera di n. **8 control room**;
- posa in opera di n. **7 cabine di parallelo**;
- **opere civili** quali, viabilità interna, recinzione perimetrale, mitigazione ambientale, posa cabine elettriche;
- **impianti di servizio**: illuminazione ordinaria locali tecnici ed illuminazione esterna, impianti di allarme e videosorveglianza;
- **impianto di terra**;
- realizzazione di una **rete MT in cavo interrato, interna ai siti dei cinque sotto-impianti**, per il collegamento elettrico dei trasformatori alle relative cabine di parallelo;
- realizzazione di una **rete MT di parallelo in cavo interrato a 30 kV** per il collegamento tra i singoli sotto-impianti a partire dalle rispettive cabine di parallelo;
- realizzazione di due **dorsali esterne in linea MT interrata a 30 kV** che collegheranno le cabine di parallelo, ubicate rispettivamente nei sotto-impianti FV-Lo Spada e FV-La Gonnella, con la nuova **Sottostazione Elettrica Utente (SSEU FV-Pinicelle)** collegata in AT allo stallo condiviso assegnato, da realizzare in una futura stazione di smistamento 150 kV da costruire nelle immediate vicinanze della Stazione di Trasformazione 380/150 kV "Brindisi".

La designazione dettagliata delle opere suddette, le scelte tecnologiche adottate, le loro caratteristiche e dimensioni sono desumibili dai rispettivi paragrafi della presente relazione ed approfonditi negli elaborati specifici di progetto.

5. Condizioni generali per la scelta del sito di installazione

La scelta del sito di installazione nell'ambito della realizzazione di un impianto agro-fotovoltaico è sempre legata e determinata da diversi fattori.

Al fine di poter procedere al corretto dimensionamento energetico dell'impianto agro-fotovoltaico connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale, è necessario tenere conto, oltre che della disponibilità economica, di altri fattori molto importanti quali:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto agro-fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo);
- fattori geomorfologici e vincolistici (impluvi, fasce di rispetto, ecc.).

I fattori che hanno determinato la scelta del sito per l'installazione dell'impianto agro-fotovoltaico vengono di seguito adeguatamente trattati.

5.1 Disponibilità della fonte solare ed irradiazione giornaliera media mensile

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è stata verificata utilizzando i dati "UNI 10349" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano inclinato. Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di Brindisi (BR), avente latitudine 40°37'41.18"N e longitudine 17°51'10.34"E, e altitudine pari a 31 metri s.l.m., i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare su superficie normale stimati sono stati ricavati con l'ausilio del database di PVSyst.

Main results

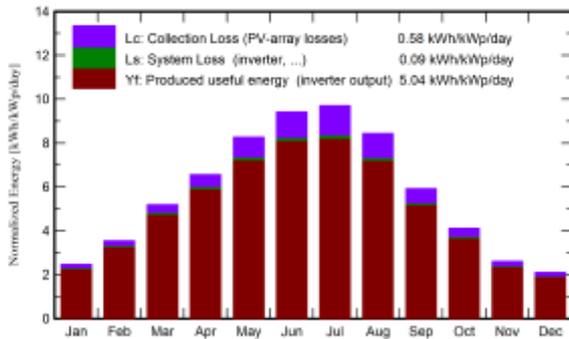
System Production

Produced Energy 50 GWh/year

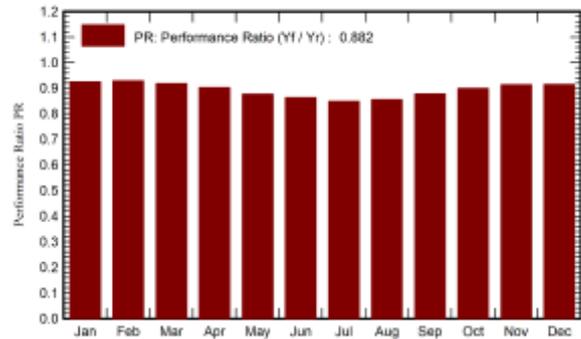
Specific production
Performance Ratio PR

1838 kWh/kWp/year
88.21 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

| | GlobHor kWh/m ² | DiffHor kWh/m ² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m ² | GlobEff kWh/m ² | EArray GWh | E_Grid GWh | PR ratio |
|-------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|--------------|
| January | 60.3 | 28.20 | 10.30 | 76.7 | 72.7 | 1.977 | 1.942 | 0.924 |
| February | 77.7 | 34.70 | 10.30 | 99.2 | 94.4 | 2.567 | 2.523 | 0.928 |
| March | 128.0 | 51.80 | 12.00 | 161.1 | 155.6 | 4.123 | 4.051 | 0.918 |
| April | 156.8 | 64.80 | 14.30 | 197.0 | 190.5 | 4.961 | 4.873 | 0.903 |
| May | 203.2 | 74.40 | 18.40 | 256.2 | 248.7 | 6.269 | 6.157 | 0.877 |
| June | 221.9 | 72.90 | 22.50 | 282.5 | 274.5 | 6.802 | 6.681 | 0.863 |
| July | 233.4 | 68.20 | 25.10 | 300.6 | 292.4 | 7.123 | 6.996 | 0.849 |
| August | 203.0 | 64.80 | 25.60 | 261.6 | 254.2 | 6.245 | 6.135 | 0.856 |
| September | 141.5 | 57.60 | 22.20 | 177.8 | 171.8 | 4.352 | 4.276 | 0.878 |
| October | 100.9 | 45.60 | 18.70 | 127.3 | 122.0 | 3.192 | 3.136 | 0.899 |
| November | 62.7 | 31.50 | 14.80 | 78.2 | 73.8 | 1.992 | 1.958 | 0.914 |
| December | 51.2 | 25.10 | 11.50 | 65.2 | 61.0 | 1.664 | 1.633 | 0.914 |
| Year | 1640.6 | 619.60 | 17.18 | 2083.4 | 2011.8 | 51.266 | 50.360 | 0.882 |

Legends

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

5.2 Fattori morfologici e ambientali: Ombreggiamento e Albedo

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

A seguito di opportuni sopralluoghi effettuati in situ, è stato possibile l'accertamento dell'assenza di elementi o caratteristiche, del territorio circostante le aree destinate all'istallazione dell'impianto, di eventuali elementi che potrebbe costituire un ostacolo per l'ottimale irraggiamento dell'impianto.

Il Coefficiente di Ombreggiamento, determinato in funzione della morfologia del luogo, è stato definito con un valore pari a 0.99, con la garanzia che le perdite di energia derivanti da ombreggiamento non siano superiori al 5% su base annua.

Inoltre, per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettenza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono individuati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477.

Tabella 5-1 - Valori del coefficiente di riflessione al suolo (fonte Norma UNI-8477/1)

| <u>Tipo di suolo</u> | <u>Coefficiente di riflessione</u> |
|---|---|
| Neve (caduta di fresco o con film di ghiaccio) | 0.75 |
| Superfici acquose | 0.07 |
| Suolo (creta, marne) | 0.14 |
| Strade sterrate | 0.04 |
| Bosco di conifere d'inverno | 0.07 |
| Bosco in autunno - campi con raccolti maturi e piante | 0.26 |
| Asfalto invecchiato | 0.10 |
| Calcestruzzo invecchiato | 0.22 |
| Foglie morte | 0.30 |
| Erba secca | 0.20 |
| Erba verde | 0.26 |
| Tetti o terrazze in bitume | 0.13 |
| Pietrisco | 0.20 |
| Superfici scure di edifici (mattoni scuri, vernici scure, ...) | 0.27 |
| Superfici chiare di edifici (mattoni chiari, vernici chiare, ...) | 0.60 |

Sulla base dei valori sopra riportati è stato scelto un valore medio per il coefficiente di riflessione al suolo pari a 0.3, compatibile con il tipo di terreno nel quale è prevista l'installazione dell'impianto agro-fotovoltaico.

Tabella 5-2 – Dati estrapolati da PVSyst

Balances and main results

| | GlobHor kWh/m ² | DiffHor kWh/m ² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m ² | GlobEff kWh/m ² | EArray GWh | E_Grid GWh | PR ratio |
|------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|----------------------|----------------------|--------------------|
| January | 60.3 | 28.20 | 10.30 | 76.7 | 72.7 | 1.977 | 1.942 | 0.924 |
| February | 77.7 | 34.70 | 10.30 | 99.2 | 94.4 | 2.567 | 2.523 | 0.928 |
| March | 128.0 | 51.80 | 12.00 | 161.1 | 155.6 | 4.123 | 4.051 | 0.918 |
| April | 156.8 | 64.80 | 14.30 | 197.0 | 190.5 | 4.961 | 4.873 | 0.903 |
| May | 203.2 | 74.40 | 18.40 | 256.2 | 248.7 | 6.269 | 6.157 | 0.877 |
| June | 221.9 | 72.90 | 22.50 | 282.5 | 274.5 | 6.802 | 6.681 | 0.863 |
| July | 233.4 | 68.20 | 25.10 | 300.6 | 292.4 | 7.123 | 6.996 | 0.849 |
| August | 203.0 | 64.80 | 25.60 | 261.6 | 254.2 | 6.245 | 6.135 | 0.856 |
| September | 141.5 | 57.60 | 22.20 | 177.8 | 171.8 | 4.352 | 4.276 | 0.878 |
| October | 100.9 | 45.60 | 18.70 | 127.3 | 122.0 | 3.192 | 3.136 | 0.899 |
| November | 62.7 | 31.50 | 14.80 | 78.2 | 73.8 | 1.992 | 1.958 | 0.914 |
| December | 51.2 | 25.10 | 11.50 | 65.2 | 61.0 | 1.664 | 1.633 | 0.914 |
| Year | 1640.6 | 619.60 | 17.18 | 2083.4 | 2011.8 | 51.266 | 50.360 | 0.882 |

Legends

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

Come si evince facilmente dai dati estrapolati del PV Syst e riportati nella tabella 5-2 per l'impianto agro-fotovoltaico FV-Pinicelle, i valori di radiazione solare globale giornaliera media mensile su superficie normale risultano essere particolarmente elevati nei mesi che vanno da marzo fino a settembre, con valori al di sopra di 200 kWh/m²; nei mesi di febbraio ed ottobre il valore subisce una diminuzione con valori rispettivamente pari a 77,7 kWh/m² e 100,9 kWh/m² mentre nei mesi di gennaio, novembre e dicembre raggiunge valori pari a circa 60 kWh/m². Si rileva, inoltre, una radiazione globale annua sulla superficie normale pari a 2.083,4 kWh/m² riferita ad un anno convenzionale di 365.25 giorni.

5.3 Verifica dei parametri urbanistici e uso del suolo

L'opera prevista nel presente progetto ricade nel territorio comunale di Brindisi (BR), in terreni classificati come *zona E agricola*, come anche specificato nel certificato di destinazione urbanistica, del Piano Regolatore Generale del Comune di Brindisi, adottato dal C.C. con delibera n°6 del 10/01/1980 e n. 5 del 10/01/1980, con deliberazione n°7008 del 22/07/1985, n°5558 del 07/07/1988 e n°10929 del 28/12/1988 (resa esecutiva dal Commissario del Governo con decisione n°1986 del 23/02/1989) e ss.mm.ii. Nella zona di installazione dell'impianto, dunque, l'intervento risulta compatibile con gli elementi e le prescrizioni di tale Piano.

Per quanto attiene le opere di connessione, ricadenti in maggior misura in *zona E agricola*, si sottolinea che la dorsale MT interrata attraversa un'area definita come "*Rispetto stradale e ferroviario*". Tale interferenza non è vincolante ai fini della progettazione in quanto la Dorsale MT, di connessione tra la cabina di parallelo ubicata nel sotto-impianto FV-Lo Spada e la SSEU FV-Pinicelle, sarà interrata non costituendo alcun impatto sull'area evidenziata dal PRG.

Le zone agricole sono da considerarsi compatibili con la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili; infatti, in tali zone è ammessa la realizzazione di insediamenti produttivi.

Data la specificità delle opere stesse che sono da intendersi di interesse pubblico, l'intervento è da ritenersi in deroga alle prescrizioni dello strumento urbanistico, così come previsto dalle Norme di Attuazione dei singoli strumenti urbanistici e dell'art. 12 del D.Lgs n.387/2003.

Le aree dei siti in questione sono classificate come zone sismiche a pericolosità minima, con terremoti rari e per la quali è facoltà delle Regioni prescrivere l'obbligo della progettazione antisismica (Zona 4).

Tale aspetto verrà considerato nei progetti esecutivi delle opere che saranno eseguiti in conformità alla L. n.1086/1971 ed alla L.n.64/1974.

A verifica delle superiori norme di salvaguardia, a protezione dell'assetto idrogeologico delle aree interessate dagli interventi, sarà redatta una dettagliata relazione specifica per la verifica dei rischi idrogeologici che escluda ogni rischio di dissesto, sia reale che potenziale, nonché dettagliata relazione che attesti l'assenza di rischio di inquinamento idrico durante la fase di cantiere.

6. Specifiche tecniche generali dell'impianto agro-fotovoltaico

Il progetto in esame prevede la realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato FV-Pinicelle della potenza in immissione in rete di 26,000 MW in corrente alternata e una potenza di 29,328 MW in corrente continua, localizzato all'interno del territorio comunale di Brindisi e costituito da cinque sotto-impianti della potenza in immissione in rete rispettivamente di:

- **FV-Casignano** (codice interno AG20): 10.400,00 kW in corrente alternata e una potenza di 11.815,00 kW in corrente continua;
- **FV-Masciullo** (codice interno AG98): 5.600,00 kW in corrente alternata e una potenza di 6.317,00 kW in corrente continua;
- **FV-Lo Spada** (codice interno AG193): 3.000,00 kW in corrente alternata e una potenza di 3.274,00 kW in corrente continua;
- **FV-Restinco** (codice interno AG194): 2.000,00 kW in corrente alternata e una potenza di 2.162,00 kW in corrente continua;
- **FV-La Gonnella** (codice interno AG245): 5.000,00 kW in corrente alternata e una potenza di 5.761,00 kW in corrente continua.

L'impianto da realizzare è classificato come "impianto non integrato", di tipo grid-connected con modalità di connessione definita come "trifase in alta tensione".

L'impianto è costituito da un sistema di pannelli fotovoltaici suddivisi in stringhe all'interno di un'area delimitata da apposita recinzione e da un sistema di vie di accesso e di comunicazione interna nelle quali verranno interrati i cavi interni all'impianto.

Le strutture alle quali vengono ancorati i moduli fotovoltaici sono di tipo "inseguitore monoassiale", ancorate al terreno tramite infissione di pali. Su ognuna delle strutture, in generale, vengono fissate 2, 3 o 4 stringhe ciascuna delle quali costituita da 26 moduli fotovoltaici, disposti in configurazione doppia sull'asse in posizione verticale, determinando in questo modo lunghezze variabili tali da ospitare 52, 78 o 104 moduli (come mostrato in figura).

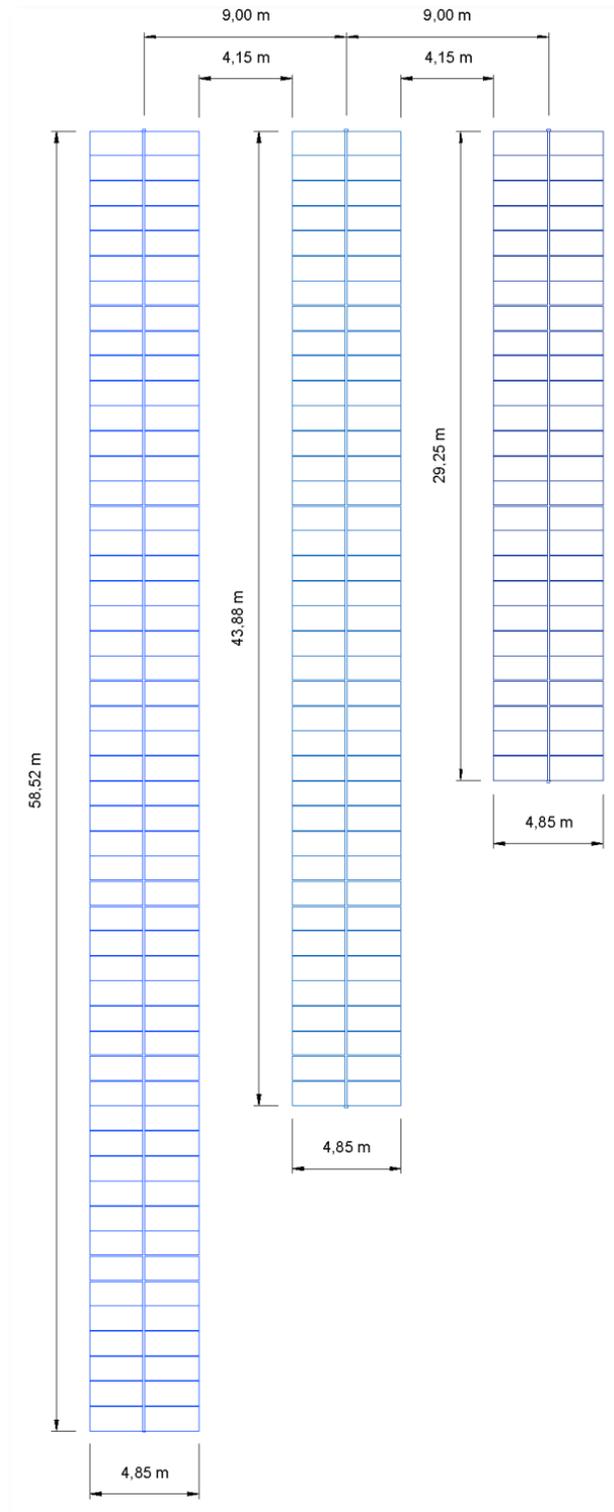


Figura 6-1 - Tipologie di strutture per l'alloggiamento dei moduli fotovoltaici

Il campo agro-fotovoltaico è progettato con un orientamento azimutale a 0° rispetto al sud, al fine di massimizzare l'energia producibile, e avrà un'inclinazione rispetto all'orizzontale variabile tra $\pm 55^\circ$ (angolo di tilt) come mostrano i dettagli costruttivi di seguito riportati.

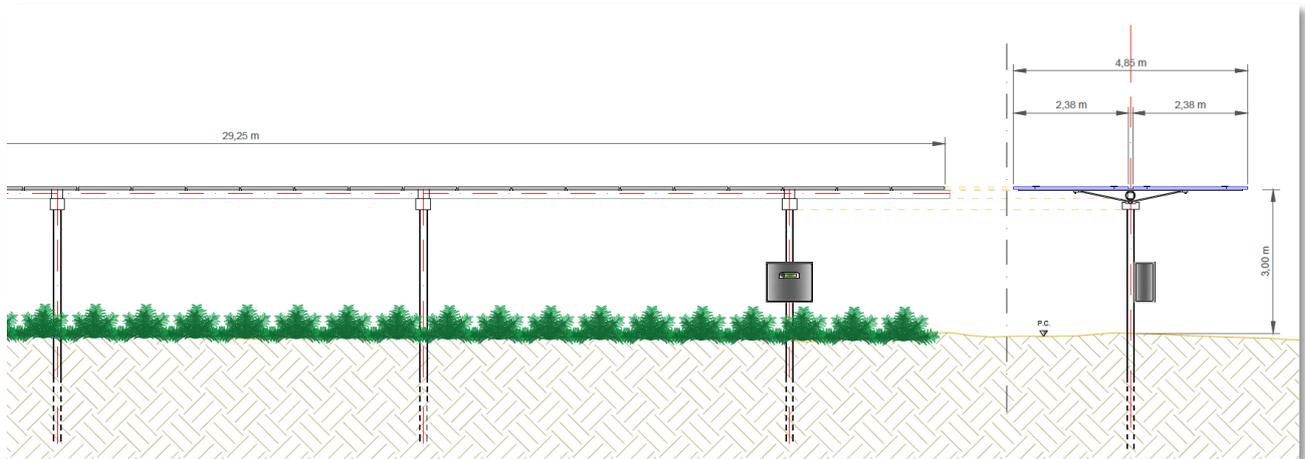


Figura 6-2 - Vista frontale e vista in sezione con rotazione di 0° , (per le opere agricole si rimanda alla relazione specialistica)

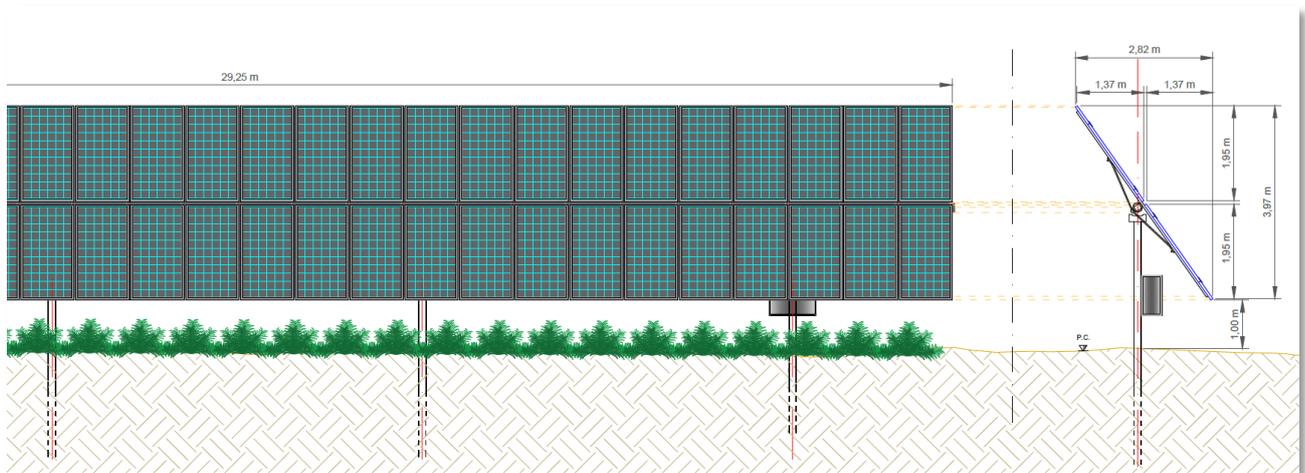


Figura 6-3 - Vista frontale e vista in sezione con rotazione di 55° , (per le opere agricole si rimanda alla relazione specialistica)

Per calcolare la distanza minima tra le file parallele delle strutture è stato considerato il giorno più critico dell'anno ovvero il solstizio di inverno, giorno in cui il sole ha la minima elevazione o allo stesso modo quando la sua declinazione negativa assume il valore minimo, generando al suolo le ombre più lunghe.

Dai calcoli effettuati, in funzione della dimensione dei moduli fotovoltaici e all'ingombro degli stessi sulle strutture, è stata valutata come ottimale una distanza tra l'interasse di ciascuna struttura pari a 9 m , quindi una distanza tra le file di moduli di $4,15\text{ m}$ circa nel caso di inclinazione dei pannelli a 0° e una distanza di $6,18\text{ m}$ circa nel caso di inclinazione dei pannelli a 55° , abbastanza da consentire il passaggio di personale per la manutenzione ed eventuali mezzi meccanici.

Quanto sopra esposto viene evidenziato nei due particolari costruttivi di seguito inseriti (per il dettaglio dei particolari si rimanda agli elaborati grafici specifici).

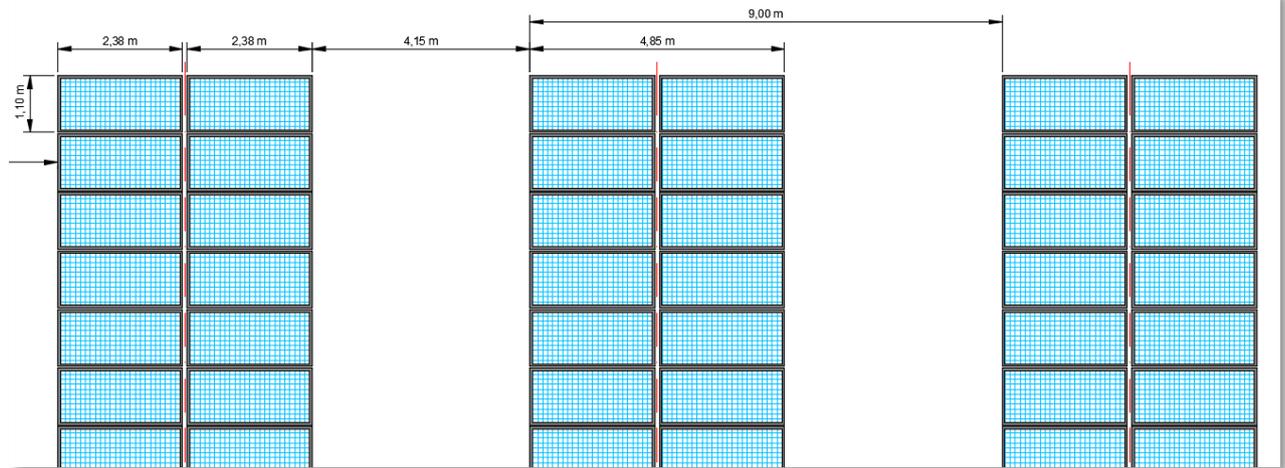


Figura 6-4 - Particolare costruttivo indicante l'interasse tra le strutture e la distanza tra le file di moduli - Inclinazione pannelli 0° (per le opere agricole si rimanda alla relazione specialistica)

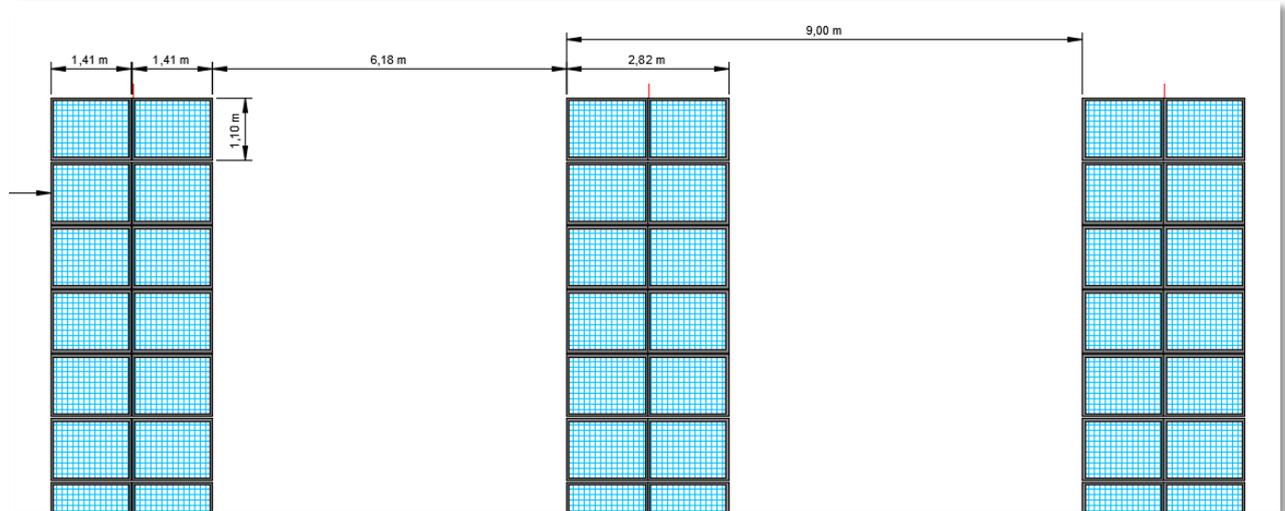


Figura 6-5 - Particolare costruttivo indicante l'interasse tra le strutture e la distanza tra le file di moduli - Inclinazione pannelli 55° (per le opere agricole si rimanda alla relazione specialistica)

In funzione della distanza minima tra i moduli, è stata raggiunta la potenza istallata per ciascun sotto-impianto secondo la configurazione di seguito riportata.

Tabella 6-1 - Numero di moduli fotovoltaici per ciascun sotto-impianto e potenza DC/AC

| <u>Nome impianto</u> | <u>Numero di moduli fotovoltaici</u> | <u>Potenza in AC in kW</u> | <u>Potenza in DC in kW</u> |
|-----------------------------|---|-----------------------------------|-----------------------------------|
| FV-Casignano | 19.890 | 10.400 | 11.815 |
| FV-Masciullo | 10.634 | 5.600 | 6.317 |
| FV-Lo Spada | 5.512 | 3.000 | 3.274 |
| FV-Restinco | 3.640 | 2.000 | 2.162 |
| FV-La Gonnella | 9.698 | 5.000 | 5.761 |

Per garantire un minor impatto visivo e un adeguato distanziamento, l'installazione delle strutture fotovoltaiche è stata posta ad una distanza minima di 3 m da ciascun confine dei cinque lotti di intervento.

Esternamente alla recinzione, all'interno di una fascia perimetrale larga 5 m, verrà invece predisposta una fascia arbustiva perimetrale (siepe), consigliata da un agronomo esperto, per contribuire ulteriormente alla mitigazione dell'impatto visivo dell'impianto installato nel rispetto del territorio circostante. La siepe perimetrale verrà predisposta ad esclusione delle situazioni in cui sono già presenti filari di alberi a confine che verranno lasciati allo stato attuale. Per maggiori approfondimenti si rimanda allo Studio Agronomico presente tra gli elaborati di progetto.

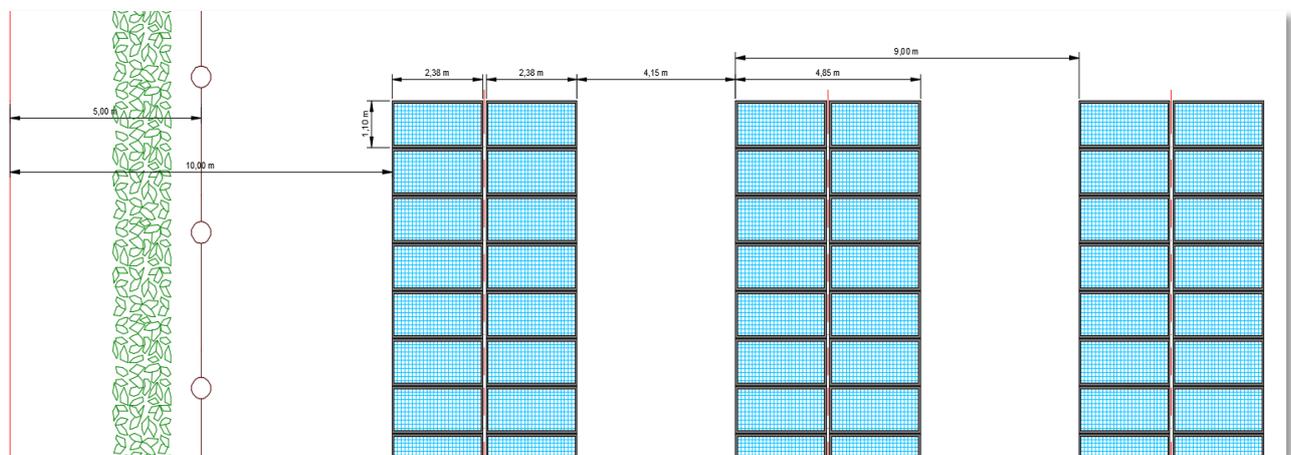


Figura 6-6 - Particolare costruttivo in pianta della recinzione e della barriera alberata, (per le opere agricole si rimanda alla relazione specialistica)

Altri spazi interni saranno destinati all'alloggiamento delle cabine trafo e delle cabine di parallelo, inoltre, per ogni sotto-impianto sarà prevista la collocazione di locali controllo e locali deposito.



Figura 5 7 - Schema di convogliamento dell'energia dalle cabine di parallelo ubicate rispettivamente nei sotto-impianti FV-La Gonnella e FV-Lo Spada alla Sottostazione Elettrica Utente 150/30 kV (SSEU FV-Pinicelle) e da questa allo stallo condiviso assegnato, da realizzare in una futura stazione di smistamento 150 kV da costruire nelle immediate vicinanze della Stazione di Trasformazione 380/150 kV "Brindisi".

Dalle cabine di parallelo ubicate nei sotto-impianti FV- La Gonnella e FV-Lo Spada l'energia elettrica sarà convogliata tramite le dorsali MT interrate 30 kV alla SSEU FV-Pinicelle 150/30 kV, dove la tensione sarà successivamente convogliata tramite elettrodotto AT interrato 150 kV allo stallo condiviso assegnato, da realizzare in una futura stazione di smistamento 150 kV da costruire nelle immediate vicinanze della Stazione di Trasformazione 380/150 kV "Brindisi".

Ciascun sotto-impianto sarà dotato di apposito impianto di illuminazione e di videosorveglianza, gestibile e controllabile da remoto; se necessario sarà, inoltre, possibile prevedere un eventuale locale prefabbricato per il personale di custodia e vigilanza dell'impianto.

7. Specifiche tecniche delle componenti dell'impianto

7.1 Specifiche tecniche dei moduli fotovoltaici

Le caratteristiche costruttive dei moduli fotovoltaici, le caratteristiche delle strutture alle quali vengono fissati, insieme ai parametri scelti per il posizionamento delle stesse, sono tutti fattori che concorrono alla massimizzazione della producibilità energetica dell'impianto.

I moduli fotovoltaici scelti per l'intero parco agro-fotovoltaico sono del tipo "Trinasolar Vertex Bifacial Dual Glass - 555 Wp" con potenza effettiva di 594 Wp (o similari disponibili sul mercato) e sono composti da celle in silicio mono-cristallino del tipo bifacciale con una vita utile stimata di oltre 30 anni senza degrado significativo delle prestazioni.

Si riportano a seguire le caratteristiche dei moduli fotovoltaici.

Tabella 7-1 - Caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici

ELECTRICAL DATA (STC)

| | | | | | | |
|--|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Peak Power Watts-P _{MAX} (Wp)* | 530 | 535 | 540 | 545 | 550 | 555 |
| Power Tolerance-P _{MAX} (W) | 0 ~ +5 | | | | | |
| Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V) | 31.0 | 31.2 | 31.4 | 31.6 | 31.8 | 32.0 |
| Maximum Power Current-I _{MPP} (A) | 17.11 | 17.16 | 17.21 | 17.24 | 17.29 | 17.35 |
| Open Circuit Voltage-V _{oc} (V) | 37.3 | 37.5 | 37.7 | 37.9 | 38.1 | 38.3 |
| Short Circuit Current-I _{sc} (A) | 18.19 | 18.24 | 18.30 | 18.35 | 18.39 | 18.43 |
| Module Efficiency η_m (%) | 20.3 | 20.5 | 20.7 | 20.9 | 21.0 | 21.2 |

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

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

| | | | | | | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Total Equivalent power -P _{MAX} (Wp) | 567 | 573 | 578 | 583 | 589 | 594 |
| Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V) | 31.0 | 31.2 | 31.4 | 31.6 | 31.8 | 32.0 |
| Maximum Power Current-I _{MPP} (A) | 18.31 | 18.36 | 18.41 | 18.45 | 18.50 | 18.56 |
| Open Circuit Voltage-V _{oc} (V) | 37.3 | 37.5 | 37.7 | 37.9 | 38.1 | 38.3 |
| Short Circuit Current-I _{sc} (A) | 19.46 | 19.52 | 19.58 | 19.63 | 19.68 | 19.72 |
| Irradiance ratio (rear/front) | 10% | | | | | |

Power Bifaciality: 70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

| | | | | | | |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Maximum Power-P _{MAX} (Wp) | 401 | 405 | 409 | 413 | 416 | 420 |
| Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V) | 28.8 | 29.0 | 29.2 | 29.4 | 29.5 | 29.7 |
| Maximum Power Current-I _{MPP} (A) | 13.93 | 13.97 | 14.02 | 14.08 | 14.10 | 14.14 |
| Open Circuit Voltage-V _{oc} (V) | 35.1 | 35.3 | 35.5 | 35.7 | 35.9 | 36.1 |
| Short Circuit Current-I _{sc} (A) | 14.66 | 14.70 | 14.75 | 14.79 | 14.82 | 14.85 |

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

MECHANICAL DATA

| | |
|----------------------|--|
| Solar Cells | Monocrystalline |
| No. of cells | 110 cells |
| Module Dimensions | 2384×1096×30 mm (93.86×43.15×1.18 inches) |
| Weight | 32.3 kg (71.2lb) |
| Front Glass | 2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass |
| Encapsulant material | EVA/POE |
| Back Glass | 2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass) |
| Frame | 30mm(1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy |
| J-Box | IP 68 rated |
| Cables | Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized |
| Connector | MC4 EVO2 / TS4* |

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

| | |
|---|-------------|
| NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) | 43°C (±2°C) |
| Temperature Coefficient of P _{MAX} | -0.34%/°C |
| Temperature Coefficient of Voc | -0.25%/°C |
| Temperature Coefficient of Isc | 0.04%/°C |

MAXIMUM RATINGS

| | |
|-------------------------|---------------------------------|
| Operational Temperature | -40~+85°C |
| Maximum System Voltage | 1500V DC (IEC) 1500V DC (UL) |
| Max Series Fuse Rating | 35A |

WARRANTY

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

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

| |
|---------------------------------------|
| Modules per box: 36 pieces |
| Modules per 40' container: 720 pieces |

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter. Ogni serie di moduli è, inoltre, munita di diodo di blocco per isolare ogni stringa dalle altre in caso di accidentali ombreggiamenti, guasti etc.

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

I moduli verranno orientati in direzione nord-sud, con un'inclinazione variabile (angolo di tilt) in modo da garantire la perpendicolarità tra il modulo e i raggi solari nell'arco dell'intera giornata.

Per completezza delle informazioni si riporta di seguito la scheda tecnica dei moduli fotovoltaici utilizzati.



BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DEG19C.20

PRODUCT RANGE: 525-555W

555W

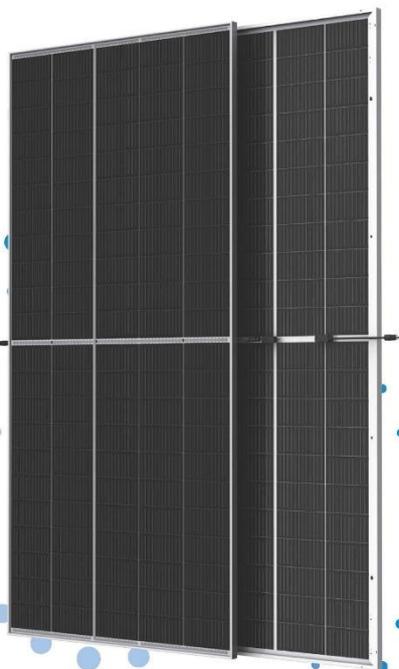
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.2%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



High power up to 555W

- Up to 21.2% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

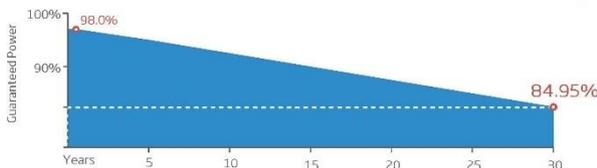
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty

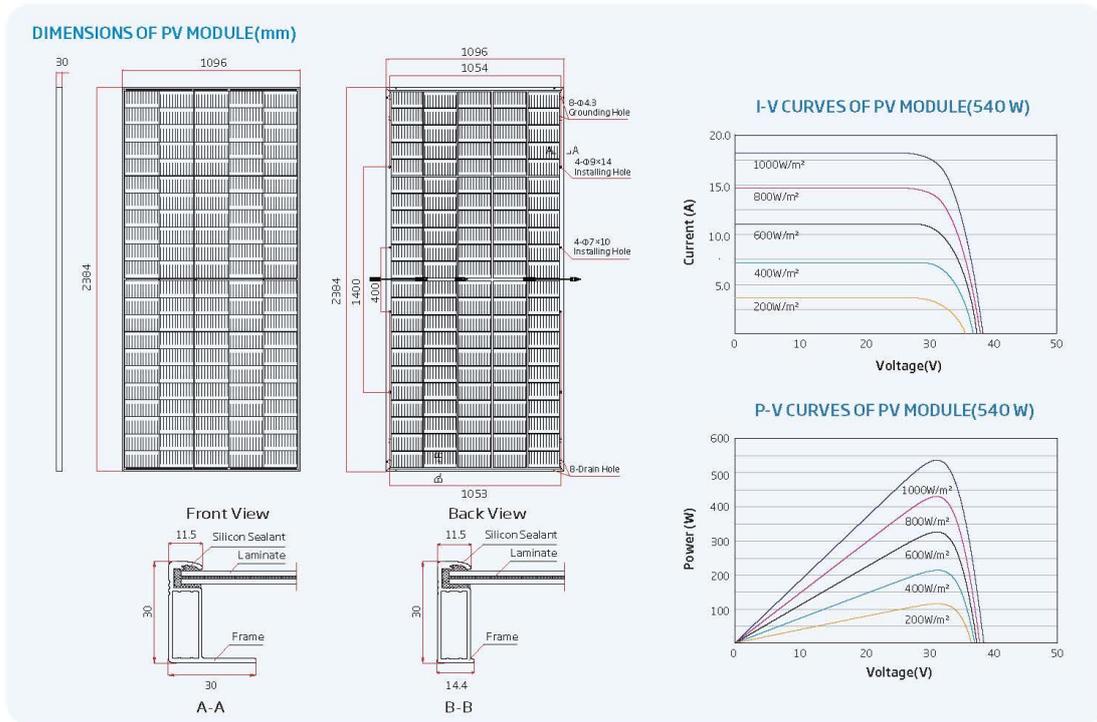


Comprehensive Products and System Certificates



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System





ELECTRICAL DATA (STC)

| | | | | | | |
|--------------------------------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Peak Power Watts- P_{MPP} (Wp)* | 530 | 535 | 540 | 545 | 550 | 555 |
| Power Tolerance- P_{MAX} (W) | 0 ~ +5 | | | | | |
| Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V) | 31.0 | 31.2 | 31.4 | 31.6 | 31.8 | 32.0 |
| Maximum Power Current- I_{MPP} (A) | 17.11 | 17.16 | 17.21 | 17.24 | 17.29 | 17.35 |
| Open Circuit Voltage- V_{OC} (V) | 37.3 | 37.5 | 37.7 | 37.9 | 38.1 | 38.3 |
| Short Circuit Current- I_{SC} (A) | 18.19 | 18.24 | 18.30 | 18.35 | 18.39 | 18.43 |
| Module Efficiency η (%) | 20.3 | 20.5 | 20.7 | 20.9 | 21.0 | 21.2 |

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

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

| | | | | | | |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Total Equivalent power- P_{MPP} (Wp) | 567 | 573 | 578 | 583 | 589 | 594 |
| Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V) | 31.0 | 31.2 | 31.4 | 31.6 | 31.8 | 32.0 |
| Maximum Power Current- I_{MPP} (A) | 18.31 | 18.36 | 18.41 | 18.45 | 18.50 | 18.56 |
| Open Circuit Voltage- V_{OC} (V) | 37.3 | 37.5 | 37.7 | 37.9 | 38.1 | 38.3 |
| Short Circuit Current- I_{SC} (A) | 19.45 | 19.52 | 19.58 | 19.63 | 19.68 | 19.72 |
| Irradiance ratio (rear/front) | 10% | | | | | |

Power Bifaciality 70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

| | | | | | | |
|--------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Maximum Power- P_{MPP} (Wp) | 401 | 405 | 409 | 413 | 416 | 420 |
| Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V) | 28.8 | 29.0 | 29.2 | 29.4 | 29.5 | 29.7 |
| Maximum Power Current- I_{MPP} (A) | 13.93 | 13.97 | 14.02 | 14.08 | 14.10 | 14.14 |
| Open Circuit Voltage- V_{OC} (V) | 35.1 | 35.3 | 35.5 | 35.7 | 35.9 | 36.1 |
| Short Circuit Current- I_{SC} (A) | 14.66 | 14.70 | 14.75 | 14.79 | 14.82 | 14.85 |

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

MECHANICAL DATA

| | |
|----------------------|---|
| Solar Cells | Monocrystalline |
| No. of cells | 110 cells |
| Module Dimensions | 2384×1096×30 mm (93.86×43.15×1.18 inches) |
| Weight | 32.3 kg (71.2lb) |
| Front Glass | 2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass |
| Encapsulant material | EVA/PDE |
| Back Glass | 2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass) |
| Frame | 30mm (1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy |
| J-Box | IP 68 rated |
| Cables | Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm (11.02/11.02 inches) Length can be customized |
| Connector | MC4 EVO2 / TS4* |

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

| | |
|---|-------------|
| NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) | 43°C (±2°C) |
| Temperature Coefficient of P_{MPP} | -0.34%/°C |
| Temperature Coefficient of V_{OC} | -0.25%/°C |
| Temperature Coefficient of I_{SC} | 0.04%/°C |

MAXIMUM RATINGS

| | |
|-------------------------|----------------|
| Operational Temperature | -40~+65°C |
| Maximum System Voltage | 1500V DC (IEC) |
| | 1500V DC (UL) |
| Max Series Fuse Rating | 35A |

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation
(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 36 pieces
Modules per 40' container: 720 pieces



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

© 2022 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: TSM_EN_2022_A

www.trinasolar.com

Figura 7-1 - Scheda tecnica dei moduli fotovoltaici

7.1.1 Massimizzazione della producibilità energetica dell'impianto mediante la pulizia dei pannelli con acqua osmotizzata

Per garantire un'elevata efficienza energetica dell'impianto agro-fotovoltaico, oltre ad attenzionare le caratteristiche dei pannelli fotovoltaici e i parametri per il posizionamento degli stessi, risulta essenziale assicurare la corretta pulizia dei moduli al fine di rendere le superfici sgombre da polveri, foglie, escrementi di uccelli, etc. che potrebbero oscurare le celle fotovoltaiche e limitarne la produttività.

L'esposizione agli agenti atmosferici come il vento e la pioggia rappresenta un vantaggio in tal senso in quanto le precipitazioni eliminano impurità e polveri che si depositano sulla superficie dei pannelli, mantenendoli puliti. Non si tratta, però, di una pulizia molto profonda e la pioggia potrebbe lasciare delle striature che rischiano di ostacolarne il corretto funzionamento.

È necessario, dunque, adottare un sistema di pulizia più efficace, evitando l'utilizzo di sostanze chimiche o inquinanti che possano inficiare lo stato dei suoli destinati alla realizzazione dell'impianto. Pertanto, alla luce di questi indirizzi, si prende in considerazione, ad esempio, l'utilizzo di acqua osmotizzata (priva di sali e ottenuta mediante il processo di osmosi inversa), in grado di ridurre la temperatura delle celle e allo stesso tempo mantenere le superfici dei pannelli pulite e libere da incrostazioni, le quali potrebbero invece venirsi a creare nel caso di utilizzo di acqua con alta concentrazione di carbonato di calcio. L'utilizzo di acqua trattata mediante il processo di osmosi inversa, di conseguenza, previene il deposito di residui salini sui pannelli.

Adottando questo metodo di pulizia dei pannelli fotovoltaici, evitando dunque l'utilizzo di detergenti chimici, si provvederà a non produrre alcun tipo di impatto o eventuali contaminazioni del terreno e delle eventuali falde acquifere presenti.

7.2 Specifiche tecniche degli inverter di stringa

Gli inverter, gruppo di conversione di corrente da continua ad alternata, scelti per la realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico sono il modello "Huawei SUN2000-215KTL-H3" (o similari disponibili sul mercato), di potenza nominale pari a 200 kW.

La connessione delle stringhe ad ogni inverter avverrà direttamente ed ognuno di essi sarà destinato al collegamento di 14 o 15 stringhe. Sono previsti in totale un numero di inverter pari a 130 per un totale di 1899 stringhe. Come già specificato gli inverter verranno direttamente alloggiati con appositi sistemi di ancoraggio alle strutture, al di sotto dei moduli fotovoltaici, come mostrato a titolo di esempio nel dettaglio di seguito riportato. Si riporta, inoltre, di seguito la scheda tecnica del modello di inverter scelto.



Figura 7-2 – Modello inverter "Huawei SUN2000-215KTL-H3"

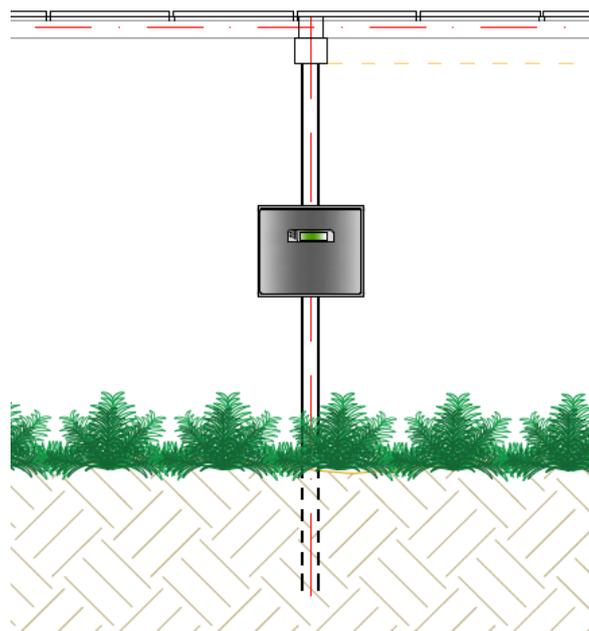


Figura 7-3 - Dettaglio alloggiamento dell'inverter sulle strutture dei moduli

SUN2000-215KTL-H3
Technical Specifications

| Efficiency | |
|--|--|
| Max. Efficiency | ≥99.0% |
| European Efficiency | ≥98.6% |
| Input | |
| Max. Input Voltage | 1,500 V |
| Number of MPP Trackers | 3 |
| Max. Current per MPPT | 100A/100A/100A |
| Max. PV Inputs per MPPT | 4/5/5 |
| Start Voltage | 550 V |
| MPPT Operating Voltage Range | 500 V ~ 1,500 V |
| Nominal Input Voltage | 1,080 V |
| Output | |
| Nominal AC Active Power | 200,000 W |
| Nominal Output Voltage | 800 V, 3W + PE |
| Rated AC Grid Frequency | 50 Hz / 60 Hz |
| Nominal Output Current | 144.4 A |
| Adjustable Power Factor Range | 0.8 LG ... 0.8 LD |
| Max. Total Harmonic Distortion | < 1% |
| Protection | |
| Input-side Disconnection Device | Yes |
| Anti-islanding Protection | Yes |
| AC Overcurrent Protection | Yes |
| DC Reverse-polarity Protection | Yes |
| PV-array String Fault Monitoring | Yes |
| DC Surge Arrester | Type II |
| AC Surge Arrester | Type II |
| DC Insulation Resistance Detection | Yes |
| Residual Current Monitoring Unit | Yes |
| Communication | |
| Display | LED Indicators, WLAN + APP |
| USB | Yes |
| MBUS | Yes |
| RS485 | Yes |
| General | |
| Dimensions (W x H x D) | 1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch) |
| Weight (with mounting plate) | ≤86 kg (191.8 lb.) |
| Operating Temperature Range | -25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F) |
| Cooling Method | Smart Air Cooling |
| Max. Operating Altitude without Derating | 4,000 m (13,123 ft.) |
| Relative Humidity | 0 ~ 100% |
| DC Connector | Staubli MC4 EVO2 |
| AC Connector | Waterproof Connector + OT/DT Terminal |
| Protection Degree | IP66 |
| Topology | Transformerless |

Figura 7-4 - Scheda tecnica dell'inverter

7.1 Specifiche tecniche dei trasformatori

L'energia elettrica prodotta dall'impianto, dagli inverter di stringa viene convogliata alle cabine di trasformazione che innalzano la tensione da 800 V a 30 kV. L'impianto è dotato di 1 trasformatore di potenza pari a 500 kVA, 12 trasformatori di potenza pari a 1000 kVA e 7 trasformatori di potenza pari a 2000 kVA. L'energia elettrica così trasformata sarà quindi convogliata, mediante cavidotti interrati MT e successiva Dorsale MT a 30 kV alla nuova Sottostazione Elettrica Utente 150/30 kV (SSEU FV-Pinicelle) dove la tensione sarà successivamente convogliata tramite elettrodotto AT interrato 150 kV allo stallo condiviso assegnato, da realizzare in una futura stazione di smistamento 150 kV da costruire nelle immediate vicinanze della Stazione di Trasformazione 380/150 kV "Brindisi".

Saranno utilizzati **trasformatori in resina** (da 500 kVA, da 1000 kVA e da 2000 kVA) dei quali si riportano di seguito le schede tecniche a titolo esemplificativo.



Green efficiency

IN RESINA

TR-PA

da 100 a 3150 kVA - 17,5 - 24 kV
 perdite Ao - Ak in accordo
 CEI EN 50541-1

GENERALITÀ

Il miglioramento dell'efficienza energetica oggi non può più essere considerato uno slogan, ma una necessità del nostro tempo. I trasformatori ad alta efficienza della serie TR-PA nascono proprio a questo scopo garantendo:

- risparmio dei costi di gestione degli impianti, grazie ai bassi valori di perdite.
- riduzione del consumo delle risorse energetiche.
- riduzione delle emissioni di CO₂.



RISPARMI ANNUI (MASSIMI) RISPETTO AI TRASFORMATORI CON PERDITE IN ACCORDO NORME CEI 14-12 / HD 538.1 / HD 538.2

| POTENZA NOMINALE kVA | 100 | 160 | 250 | 400 | 630 | 800 | 1.000 | 1.250 | 1.600 | 2.000 | 2.500 | 3.150 |
|--|-----|-----|-----|------|-----|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| MINOR CONSUMO MWh | 3,8 | 5,3 | 6,7 | 12,7 | 9,2 | 18,4 | 24,1 | 26,3 | 34,2 | 29,8 | 51,7 | 71,8 |
| MINORI EMISSIONI CO ₂ (TON) | 2,8 | 3,9 | 5,0 | 9,5 | 6,9 | 13,8 | 18,1 | 19,7 | 25,6 | 22,3 | 38,8 | 53,9 |
| RISPARMIO TEP* | 0,7 | 1,0 | 1,2 | 2,4 | 1,7 | 3,4 | 4,5 | 4,9 | 6,4 | 5,6 | 9,7 | 13,4 |

* TONNELLATE EQUIVALENTI PETROLIO



PECULIARITÀ

Normative di riferimento:

- CEI EN 60067-1,2,3,4,5 -11
- CEI EN 50541-1

Le fasi di progettazione e costruzione oltre rispondere alle normative CEI EN tengono conto anche delle seguenti norme:

- ISO 9001 : 2008 per quanto riguarda gli standard e le procedure relativi alla qualità.
- ISO 14001 : 2004 per quanto riguarda le problematiche ambientali.

Facili e veloci da installare risultano adatti a essere utilizzati in:

- cabine di trasformazione MT/BT di tipo prefabbricato e di dimensioni contenute.
- aree a rischio incendio e inquinamento.
- edifici con accesso al pubblico.

Inoltre il loro smaltimento risulta semplice e a basso impatto ambientale.

DESCRIZIONE

I trasformatori in resina trifase presentano le seguenti caratteristiche:

- Avvolgimenti MT inglobati in resina.
- Avvolgimenti BT impregnati in resina.
- Nucleo magnetico realizzato con lamierini a cristalli orientati a basse perdite, con tecnologia di giunzione step lap.
- Livello di scariche parziali < 10 pC.
- Classe termica F - Sovratemperatura 100 K.
- Temperatura ambiente ≤ 40°C, altitudine ≤ 1000 m
- Autoestinguenti con bassa emissioni di fumi classificazione F1.
- Resistenti agli shock termici classificazione C2.
- Resistenti all'umidità e all'inquinamento atmosferico classificazione E2.

ACCESSORI A COMPLETAMENTO SEMPRE FORNITI

- Piastre di connessione terminali BT.
- Morsettiera cambio tensione primaria a 5 posizioni.
- Targa caratteristica.
- Golfari di sollevamento.
- Morsetti di terra.
- Ruote orientabili.

DA 100 A 3150 KVA 17,5 24 KV
 PERDITE Ao - Ak IN ACCORDO
 CEI EN 505411



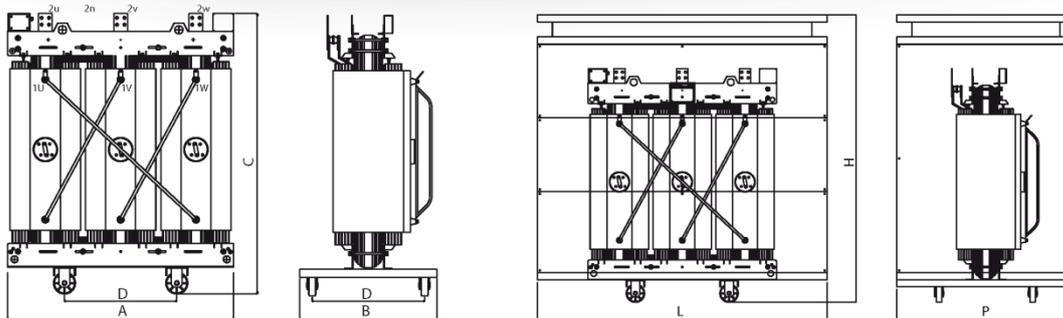
IN RESINA
TR-PA

| POTENZA NOMINALE kVA | | 100 | 160 | 250 | 400 | 630 | 800 | 1.000 | 1.250 | 1.600 | 2.000 | 2.500 | 3.150 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| PERDITE A VUOTO | W | 280 | 350 | 520 | 750 | 1.100 | 1.300 | 1.550 | 1.800 | 2.200 | 2.600 | 3.100 | 3.800 |
| PERDITE A CARICO A 75 °C | W | 1.575 | 2.275 | 2.975 | 3.950 | 6.200 | 7.000 | 7.875 | 9.625 | 11.375 | 14.000 | 16.625 | 19.250 |
| PERDITE A CARICO A 120 °C | W | 1.800 | 2.600 | 3.400 | 4.500 | 7.100 | 8.000 | 9.000 | 11.000 | 13.000 | 16.000 | 19.000 | 22.000 |
| CORRENTE A VUOTO I ₀ | % | 1 | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,4 | 0,4 |
| TENSIONE DI C.TO C.TO V _{cc} | % | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| CORRENTE DI INSERZIONE I _{E/IN} | | 11,5 | 10,5 | 10,00 | 9,5 | 9,5 | 9 | 9 | 8,5 | 8,5 | 8 | 8 | 7,5 |
| RENDIMENTO A 75°C | | | | | | | | | | | | | |
| COSΦ 1 CARICO 100% | % | 98,15 | 98,36 | 98,60 | 98,83 | 98,84 | 98,96 | 99,06 | 99,09 | 99,15 | 99,17 | 99,21 | 99,27 |
| COSΦ 1 CARICO 75% | % | 98,45 | 98,65 | 98,83 | 99,01 | 99,03 | 99,13 | 99,20 | 99,23 | 99,28 | 99,30 | 99,34 | 99,38 |
| COSΦ 0,9 CARICO 100% | % | 97,90 | 98,14 | 98,41 | 98,67 | 98,68 | 98,82 | 98,93 | 98,96 | 99,04 | 99,06 | 99,10 | 99,17 |
| COSΦ 0,9 CARICO 75% | % | 98,25 | 98,47 | 98,68 | 98,88 | 98,90 | 99,01 | 99,10 | 99,13 | 99,19 | 99,21 | 99,25 | 99,30 |
| CADUTA DI TENSIONE A 75° C | | | | | | | | | | | | | |
| COSΦ 1 CARICO 100% | % | 1,74 | 1,59 | 1,36 | 1,16 | 1,16 | 1,05 | 0,96 | 0,95 | 0,89 | 0,88 | 0,84 | 0,79 |
| COSΦ 0,9 CARICO 100% | % | 4,04 | 3,93 | 3,75 | 3,59 | 3,59 | 3,5 | 3,43 | 3,41 | 3,36 | 3,36 | 3,33 | 3,28 |
| RUMORE | | | | | | | | | | | | | |
| POT. ACUSTICA (L _{wa}) | dB(A) | 51 | 54 | 57 | 60 | 62 | 64 | 65 | 67 | 68 | 70 | 71 | 74 |

DIMENSIONI E PESI (INDICATIVI)

Senza Box protezione IP 00

Con Box protezione IP 31



| TENSIONE DI ISOLAMENTO 17,5 kV | | 100 | 160 | 250 | 400 | 630 | 800 | 1000 | 1250 | 1600 | 2000 | 2500 | 3150 | |
|-------------------------------------|----|--------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|
| LUNGHEZZA (A) | mm | 1.000 | 1.100 | 1.250 | 1.450 | 1.450 | 1.650 | 1.650 | 1.650 | 1.900 | 1.900 | 1.900 | 2.200 | |
| PROFONDITÀ (B) | mm | 650 | 650 | 650 | 800 | 800 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.200 | 1.200 | 1.200 | 1.200 | |
| ALTEZZA (C) | mm | 1.150 | 1.250 | 1.350 | 1.500 | 1.700 | 1.800 | 1.900 | 2.050 | 2.150 | 2.250 | 2.350 | 2.550 | |
| INTERASSE RUOTE (D) | mm | 520 | 520 | 520 | 670 | 670 | 820 | 820 | 820 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | |
| DIAMETRO RUOTE | mm | 100 | 100 | 100 | 100 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | |
| PESO | kg | 600 | 750 | 1.000 | 1.400 | 1.750 | 2.150 | 2.550 | 2.900 | 3.400 | 3.900 | 4.750 | 6.100 | |
| ESECUZIONE IP31 | | | | | | | | | | | | | | |
| LUNGHEZZA (L) | mm | TIPO 1 | | | TIPO 2 | | | TIPO 3 | | | TIPO 4 | | | TIPO 5 |
| PROFONDITÀ (P) | mm | 1.000 | | | 1.200 | | | 1.300 | | | 1.500 | | | 1.500 |
| ALTEZZA (H) | mm | 1.850 | | | 2.000 | | | 2.400 | | | 2.650 | | | 2.900 |
| PESO ARMADIO | kg | 220 | | | 260 | | | 320 | | | 360 | | | 400 |
| TENSIONE DI ISOLAMENTO 24 kV | | | | | | | | | | | | | | |
| LUNGHEZZA (A) | mm | 1.100 | 1.150 | 1.250 | 1.450 | 1.650 | 1.650 | 1.650 | 1.900 | 1.900 | 1.900 | 1.900 | 2.200 | |
| PROFONDITÀ (B) | mm | 650 | 650 | 650 | 800 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.200 | 1.200 | 1.200 | 1.200 | 1.200 | |
| ALTEZZA (C) | mm | 1.200 | 1.350 | 1.400 | 1.550 | 1.750 | 1.850 | 1.950 | 2.050 | 2.150 | 2.250 | 2.400 | 2.550 | |
| INTERASSE RUOTE (D) | mm | 520 | 520 | 670 | 670 | 820 | 820 | 820 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | |
| DIAMETRO RUOTE | mm | 100 | 100 | 100 | 100 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | |
| PESO | kg | 700 | 850 | 1.150 | 1.600 | 1.900 | 2.350 | 2.750 | 3.100 | 3.700 | 4.400 | 5.250 | 6.250 | |
| ESECUZIONE IP31 | | | | | | | | | | | | | | |
| LUNGHEZZA (L) | mm | TIPO 1 | | | TIPO 2 | | | TIPO 3 | | | TIPO 4 | | | TIPO 5 |
| PROFONDITÀ (P) | mm | 1000 | | | 1200 | | | 1300 | | | 1500 | | | 1.500 |
| ALTEZZA (H) | mm | 1850 | | | 2000 | | | 2400 | | | 2650 | | | 2.900 |
| PESO ARMADIO | kg | 220 | | | 260 | | | 320 | | | 360 | | | 400 |



LOC. S. ANNA 22/24 - 25011 CALCINATO - BRESCIA - ITALY
 TEL. +39 030 9636020-028-596 FAX +39 030 9980218
 www.mftrasformatori.it - info@mftrasformatori.it



Figura 7-5 - Scheda tecnica dei trasformatori

7.2 Specifiche tecniche delle strutture di sostegno

I moduli fotovoltaici sono fissati sul terreno per mezzo di apposite strutture, denominate *inseguitori monoassiali*, composte da vele in grado di consentire il montaggio e lo smontaggio, per ciascuna struttura, in modo rapido e indipendente dalla presenza o meno di strutture contigue.

Tali strutture possono essere in alluminio o in acciaio zincato.

Gli inseguitori fotovoltaici monoassiali sono dispositivi che “inseguono” il Sole ruotando attorno ad un solo asse, in modo tale da permettere al pannello fotovoltaico un’esposizione perpendicolare ai raggi del sole con conseguente massimizzazione dell’energia elettrica prodotta.

A seconda dell’orientazione di tale asse, si possono distinguere quattro tipo di inseguitori: *inseguitori di tilt*, *inseguitori di rollio*, *inseguitori di azimut*, *inseguitori ad asse polare*.

Nel caso in esame, vengono utilizzati gli *inseguitori di tilt* che presentano il vantaggio di costi contenuti sul mercato e assenza di movimenti meccanici che potrebbero guastarsi e necessitare di manutenzione (bassi costi di manutenzione).

Il calcolo e le verifiche strutturali dell’inseguitore monoassiale verranno meglio trattate nella fase esecutiva del progetto.

Le strutture utilizzate saranno della tipologia come da scheda tecnica di seguito riportata, o similari.

Si riporta invece di seguito un particolare costruttivo esemplificativo relativo alle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.

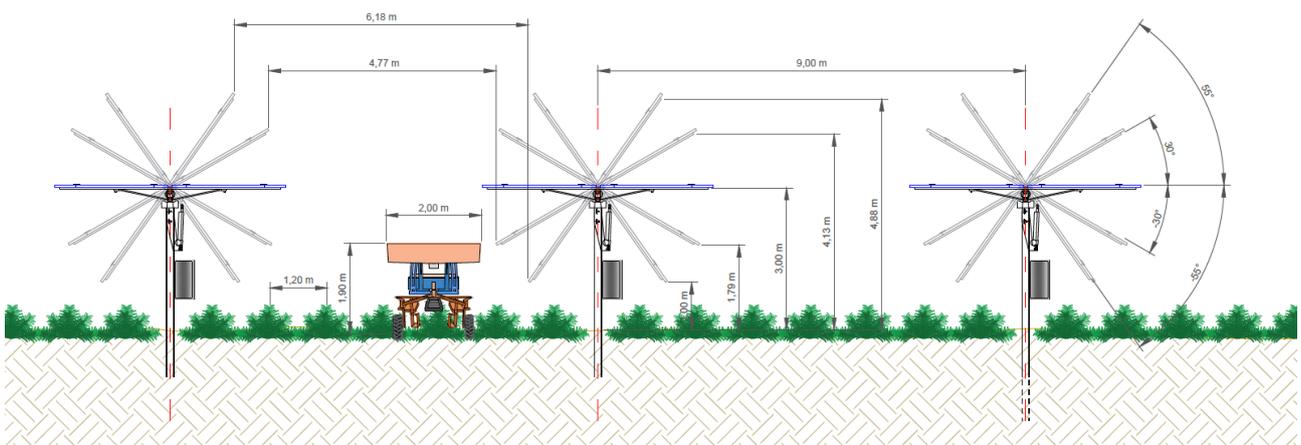


Figura 7-6 - Particolare costruttivo in sezione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici

|  SKYSMART TRACKER SPECIFICATIONS | |
|--|--|
| Tracking Type | Independent Horizontal Single Axis Tracker |
| Tracking Range | Up to 120°(±60°) |
| Driving System | One Slewing Gear, 24VDC Motor |
| Modules per Tracker | Up to 90 modules per tracker |
| System Voltage | 1,000 Volt or 1,500 Volt |
| Ground Coverage Ratio | Fully configurable by customer, typical range 33%–55% |
| Foundation Options | Ramming/Pre-drilling/Concrete Piles/Screw Pile |
| Terrain Adaption | Up to 20% N-S Slope |
| Structure Material | Hot Dipped Galvanized/Pre-Galvanized Steel |
| Power Supply | Self-powered PV series |
| Daily Energy Consumption | Typical 0.08kWh |
| Standard Wind Design | 105mph(47m/s) per ASCE7-10, higher wind load available |
| Wind Protection | Stow when wind speed > 18m/s |
| Module Supported | Most commercially available |
| Operation Temperature | -30°C to 60°C |

|  ELECTRONIC CONTROLLER SPECIFICATIONS | |
|---|---|
| Control System | 1 Controller per 3 Trackers |
| Control Algorithm | Astronomical Algorithms + Tilt Sensor Close Loop |
| Tracking Accuracy | $\leq \pm 2^\circ$ |
| Backtracking | Yes |
| Communication | RS 485 cable/ LoRa wireless |
| Night Position | Yes |

SkySmart Side View

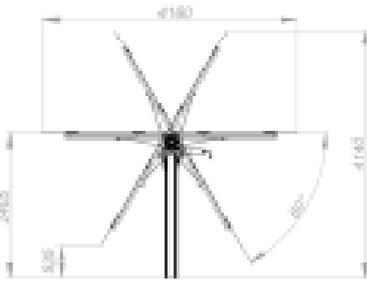


Figura 7-7 - Scheda tecnica delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici utilizzate

8. Specifiche tecniche delle opere elettriche dell'impianto

8.1 Dispositivi di protezione sul collegamento alla rete elettrica

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete autoproduttore che della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-20 e dalla norma CEI-016.

Eventuali modifiche all'architettura finale del sistema di connessione, protezione e regolazione saranno concordate con il gestore di rete come richiesto nella Delibera 188/05 dell'Autorità dell'energia elettrica ed il gas.

L'impianto risulta equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su tre livelli:

1. dispositivo del generatore;
2. dispositivo di interfaccia;
3. dispositivo generale.

8.1.1 Dispositivo del generatore

Ciascun inverter è protetto in uscita da un interruttore automatico con sganciatore di apertura collegato al pannello DV601 del dispositivo di interfaccia in modo da agire di ricalzo al dispositivo di interfaccia stesso. L'inverter è anche dotato di dispositivi contro le sovratensioni generate in condizioni anomale lato AC.

8.1.2 Dispositivo di interfaccia

Il dispositivo di interfaccia (DI) gestisce la disconnessione automatica dell'impianto di generazione in caso di mancanza di tensione sulla rete di distribuzione. Questo fenomeno, detto funzionamento in isola, deve essere assolutamente evitato, soprattutto perché può tradursi in condizioni di pericolo per il personale addetto alla ricerca e alla riparazione dei guasti.

Il DI è costituito da un interruttore in BT con bobina di sgancio a mancanza di tensione.

A protezione della rete di distribuzione pubblica, come richiesto dalla norma CEI-016, è presente un dispositivo di interfaccia che assicura protezioni 27, 81, 59, 59N.

8.1.3 Dispositivo generale

Il dispositivo generale (DG) ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica.

Il dispositivo generale può essere costituito da un interruttore in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura oppure interruttore con sganciatore di apertura e sezionatore da installare sul lato rete Terna dell'interruttore.

8.2 Cablaggio elettrico interno all'impianto

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio.

Il calcolo delle sezioni dei cavi in corrente continua, corrente alternata e di media tensione è esplicitato nella relativa relazione tecnica sui calcoli preliminari di impianto.

- ***Cavi BT***

Per il collegamento delle stringhe agli Inverter di stringa e da questi ai Trasformatori vengono utilizzati cavi BT conformi CPR FG16R16 o equivalenti. Si riportano a seguire le caratteristiche principali dei cavi.

FG16R16-0,6/1 kV FG16OR16-0,6/1 kV

| | |
|--|---|
| Costruzione, requisiti elettrici, fisici e meccanici: | CEI 20-13 |
| | IEC 60502-1 |
| | CEI UNEL 35318 (energia) CEI UNEL 35322 (segnalamento) |
| Direttiva Bassa Tensione: | 2014/35/UE |
| Direttiva RoHS: | 2011/65/UE |

REAZIONE AL FUOCO

| | |
|---|-----------------------------|
|  CONFORME CPR REGOLAMENTO 305/2011/UE | |
| Norma: | EN 50575:2014+A1:2016 |
| Classe: | C _{si} -s3, d1, a3 |
| Classificazione: (CEI UNEL 35016) | EN 13501-6 |
| Emissione di calore e fumi e sviluppo della fiamma | EN 50399 |
| Non propagazione della fiamma: | EN 60332-1-2 |
| Gas corrosivi e alogenidrici: | EN 60754-2 |
| Organismo Notificato: | 0051 - IMQ |
| CE | 2017 |



| | |
|--|---|
| <p>Descrizione</p> <ul style="list-style-type: none"> • Conduttore: rame rosso, formazione flessibile, classe 5 • Isolamento: gomma, qualità G16 • Riempitivo: termoplastico, penetrante tra le anime (solo nei cavi multipolari) • Guaina: PVC, qualità R16 • Colore: grigio <p>Caratteristiche funzionali</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tensione nominale U₀/U: 600/1000 V c.a. 1500 V c.c. • Tensione massima U_m: 1200 V c.a. 1800 V c.c. anche verso terra • Tensione di prova industriale: 4000 V • Temperatura massima di esercizio: 90°C • Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche) • Temperatura massima di corto circuito: 250°C <p>Caratteristiche particolari</p> <p>Buona resistenza agli oli e ai grassi industriali. Buon comportamento alle basse temperature. Resistente ai raggi UV.</p> <p>Colori delle anime</p> <p>UNIPOLARE ●</p> <p>BIPOLARE ● ●</p> <p>TRIPOLARE ● ● ● oppure ● ● ●</p> <p>QUADRIPOLARE ● ● ● ● oppure ● ● ● ●</p> <p>PENTAPOLARE ● ● ● ● ● oppure ● ● ● ● ●</p> <p>Le anime nei cavi multipli per segnalamento e comando sono nere numerate con o senza conduttore G/V.</p> <p>Marcatura</p> <p>LA TRIVENETA CAVI FG16(O)R16 0,6/1 kV [form.] Cca-s3,d1,a3 IEMMEQU EFP [anno] [ordine] [metrica]</p> | <p>Condizioni di posa</p> <ul style="list-style-type: none"> • Temperatura minima di posa: 0°C • Raggio minimo di curvatura consigliato: 4 volte il diametro del cavo • Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm² di sezione del rame <p>Impiego e tipo di posa</p> <p><u>Riferimento Guida CEI 20-67 per quanto applicabile:</u> Il cavo è adatto per l'alimentazione di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale. Per posa fissa all'interno e all'esterno, anche in ambienti bagnati; per posa interrata diretta e indiretta. Adatto all'installazione all'aria aperta, su murature e strutture metalliche, su passarelle, tubazioni, canalette e sistemi similari.</p> <p><u>Riferimento Regolamento Prodotti da Costruzione 305/2011 EU e Norma EN 50575:</u> Date le proprietà di limitare lo sviluppo del fuoco e l'emissione di calore, il cavo è adatto per l'alimentazione di energia elettrica nelle costruzioni ed altre opere di ingegneria civile.</p> |
|--|---|

Figura 8-1 - Scheda tecnica Cavi BT

- **Cavi MT**

Per il collegamento tra i Trasformatori e le Cabine di Parallelo e di quest'ultime tra loro vengono utilizzati cavi MT conformi CPR RG7H1M1 - 18/30 kV o equivalenti. Si riportano a seguire le caratteristiche principali dei cavi. Anche per le due Dorsali MT interrate verranno utilizzati cavi MT conformi CPR RG7H1M1 - 18/30 kV o equivalenti.

SLIMPOWER HT 105

RG7H1M1 -12/20 kV

RG7H1M1 -18/30 kV

| | |
|---|--|
| Costruzione, requisiti elettrici fisici e meccanici: | IEC 60502 (p.q.a.) CEI 20-13 (p.q.a.) HD 620 |
| Non propagazione dell'incendio: | EN 60332-3-24 (CEI 20-22 III) |
| Gas corrosivi o alogenidrici: | EN 50267-2-1 |
| Emissione di fumi (trasmittanza): | EN 61034-2 |
| Resistenza agli idrocarburi: | CEI 20-34/0-1 |

REAZIONE AL FUOCO

CONFORME CPR
REGOLAMENTO 305/2011/UE

| | |
|-------------------------------|------------------------------------|
| Norma: | EN 50575:2014+A1:2016 |
| Classe: | E _{ca} |
| Classificazione: | EN 13501-6 |
| Propagazione della fiamma: | EN 60332-1-2 |
| Organismo Notificato: | 2479 - L.S. FIRE TESTING INSTITUTE |
| CE | 2017 |



Descrizione

- Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, a spessore ridotto, con temperatura massima di esercizio di 105°C.
Un'elevata temperatura di esercizio ne consente l'impiego con un sovraccarico del 10% circa in esercizio continuo e/o maggiori margini in situazioni critiche rispetto ai cavi tradizionali.
- Conduttore: rame rosso, formazione rigida compatta, classe 2
- Strato semiconduttore: estruso
- Isolamento (spessore ridotto): gomma, qualità G7 senza piombo (HD 620 DHI 2)
- Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo
- Schermo: fili di rame rosso, con nastro di rame in controspirale
- Guaina: termoplastica LS0H, qualità M1
- Colore: rosso

LS0H = Low Smoke Zero Halogen

N.B. Il cavo può essere fornito nella versione tripolare riunito ad elica visibile. In tal caso la sigla di designazione diventa RG7H1M1X seguita dalla tensione nominale di esercizio.

Condizioni di posa

- Temperatura minima di posa: 0°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 12 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 60 N/mm² di sezione del rame

Marcatura

Pb free CEI 20-22 III CAT. C LA TRIVENETA CAVI RG7H1M1 SLIMPOWER HT105 12/20 kV Eca [form.] [anno] [ordine] [metrica]
Pb free CEI 20-22 III CAT. C LA TRIVENETA CAVI RG7H1M1 SLIMPOWER HT105 18/30 kV Eca [form.] [anno] [ordine] [metrica]

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale di esercizio
RG7H1M1-12/20 kV: U_o/U 12/20 kV
RG7H1M1-18/30 kV: U_o/U 18/30 kV
- Tensione massima di esercizio
RG7H1M1-12/20 kV: U_m 24 kV
RG7H1M1-18/30 kV: U_m 36 kV
- Temperatura massima di esercizio: 105°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 300°C

Impiego e tipo di posa

Adatto per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze; particolarmente indicati nei luoghi con pericolo d'incendio, nei locali dove si concentrano apparecchiature, quadri e strumentazioni dove è fondamentale la loro salvaguardia.

Ammissa la posa interrata, in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17.

Riferimento Regolamento Prodotti da Costruzione 305/2011/UE e Norma EN 50575:

Il cavo è adatto per l'alimentazione di energia elettrica nelle costruzioni ed altre opere di ingegneria civile.

Figura 8-2 - Scheda tecnica Cavi MT

8.3 Protezioni elettriche

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto porta cavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo.

Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali.

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

La protezione contro i contatti indiretti viene suddivisa per la parte in AC e per la parte in DC.

La protezione contro i contatti indiretti (per la parte in AC) è, in questo caso, assicurata dal seguente accorgimento:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse, ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II;
- verifica, da eseguire in corso d'opera o in fase di collaudo, che i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione B.T. intervengano in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure che intervengano entro 5 secondi ma la tensione sulle masse in tale periodo non superi i 50 V.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti (per la parte in DC) è in questo caso assicurata dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale $I_{dn} < 30 \text{ mA}$
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

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

8.4 Impianto di messa a terra

L'impianto fotovoltaico non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sulla struttura.

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter.

Per questo motivo si provvede ad assicurarsi che i morsetti degli inverter siano protetti internamente con varistori a pastiglia.

Tuttavia, la notevole estensione dei collegamenti ha suggerito, in fase di progetto, di rinforzare tale protezione con l'inserzione di dispositivi SPD a varistore sulla sezione c.c. dell'impianto in prossimità del generatore fotovoltaico.

8.5 Cabine di impianto

L'impianto sarà dotato di cabine di varie dimensioni costruite con apposite strutture prefabbricate. Tali strutture, vengono considerate come interventi di nuova costruzione come indicato all'art.3 lett. e) del DPR 380/01 s.m.i. e, pertanto, in sede di conferenza di servizi il comune si esprimerà attraverso permesso di costruire (atto di assenso che confluisce nella procedura di AU).

Per i dettagli costruttivi delle cabine si rimanda agli elaborati tecnici specifici.

Tutte le opere elettriche di allaccio in MT saranno effettuate rispettando le norme del CEI 0-16.

8.6 Cavidotto di collegamento alla rete elettrica

Il tracciato dei cavi MT si può distinguere in:

- **Cavo MT interrato (interno ai singoli sotto-impianti):** interessa il collegamento dei Trasformatori dei singoli sotto-impianti alle rispettive Cabine di Parallelo;
- **Cavo MT di parallelo interrato (interno al parco agro-fotovoltaico):** consente il collegamento tra i sotto-impianti del parco agro-fotovoltaico FV-Pinicelle a partire dalle rispettive Cabine di Parallelo ubicate in prossimità degli ingressi;
- **Dorsale MT interrata:** da interrare su viabilità esistente e collegherà le Cabine di Parallelo ubicate nei sotto-impianti FV-Lo Spada e FV-La Gonnella con la nuova Sottostazione Elettrica Utente (SSEU FV-Pinicelle) collegata in AT allo stallo condiviso assegnato, da

realizzare in una futura stazione di smistamento 150 kV da costruire nelle immediate vicinanze della Stazione di Trasformazione 380/150 kV "Brindisi".

Si riportano di seguito le sezioni dei cavi in MT a 30 kV e le immagini relative alla posa:

Tabella 8-1 - Sezioni dei cavi MT a 30 kV

| CAVI MT PARALLELO | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|--|-----------------------------------|
| Tratta | | Distanza [m] | Sezione selezionata [mm ²] | Tipologia di cavo |
| da | a | | | |
| C.Parall.06 | C.Parall.07 | 502 | 1x3x185 | Unipolare con posa a trifoglio |
| C.Parall.03 | C.Parall.04 | 194 | 1x3x185 | Unipolare con posa a trifoglio |
| C.Parall.05 | C.Parall.04 | 1607 | 1x3x185 | Unipolare con posa a trifoglio |
| C.Parall.01 | C.Parall.04 | 1396 | 1x3x185 | Unipolare con posa a trifoglio |
| C.Parall.02 | C.Parall.04 | 482 | 1x3x185 | Unipolare con posa a trifoglio |

| DORSALE MT | | | | |
|------------|-----------------------|-----------------|--|-----------------------------------|
| Tratta | | Distanza [m] | Sezione selezionata [mm ²] | Tipologia di cavo |
| da | a | | | |
| C.Paral.04 | SSEU FV- Pinicelle | 6689 | 3x3x400 | Unipolare con posa a trifoglio |
| C.Paral.06 | SSEU FV- Pinicelle | 2240 | 3x3x400 | Unipolare con posa a trifoglio |

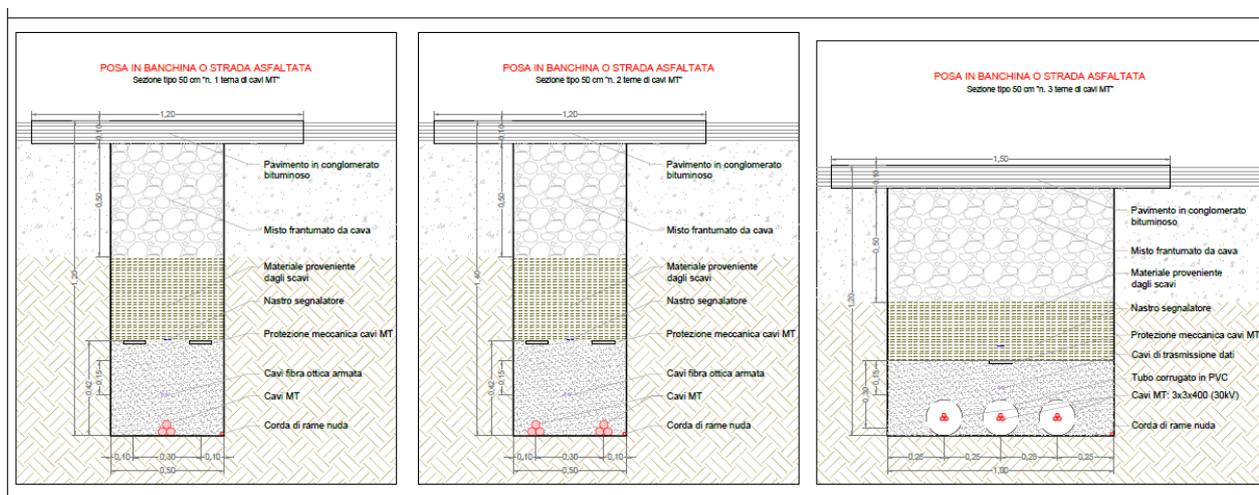


Figura 8-3 - Esempio di posa di cavi MT su banchina o strada asfaltata

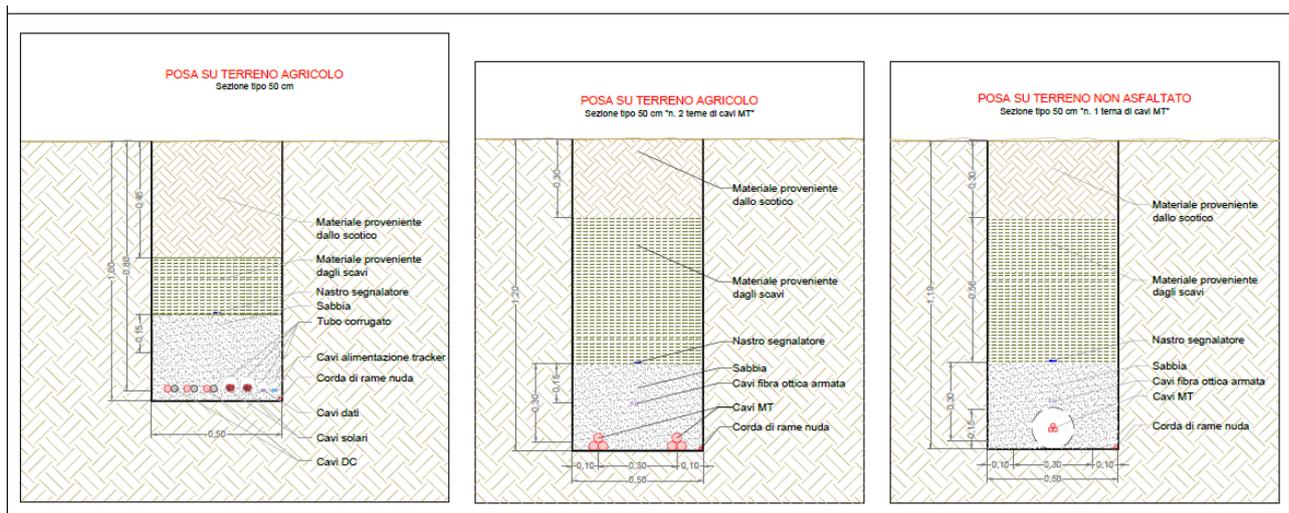


Figura 8-4 - Esempio di posa di cavi BT/MT su terreno agricolo e/o asfaltato

8.7 Scavo per il passaggio della Dorsale MT interrata

Per la posa della dorsale MT si prevede, a titolo di esempio, uno scavo con una profondità pari a circa 1,20 m, variabile eventualmente in funzione della tipologia di suolo (strada asfaltata o terreno agricolo). Per quanto riguarda la larghezza lo scavo sarà di circa 1,50 m per i primi 0,10 m superficiali e di 1,00 m per la restante parte.

All'interno dello scavo nella parte più profonda sarà inserita una corda di rame, uno strato di sabbia a conducibilità termica controllata in cui saranno immersi tubi in PVC contenenti la Dorsale MT realizzata con cavi conformi CPR RG7H1M1 - 18/30 kV unipolari, isolati in gomma HEPR, con posa a trifoglio, successivamente un nastro segnalatore, a seguire verrà inserito il terreno di riempimento (materiale proveniente dagli scavi) ed infine uno strato di materiale proveniente dallo scotico superficiale.

8.8 Opere civili

Le opere civili necessarie per l'installazione dell'impianto riguardano:

- la fondazione (prefabbricata) delle cabine;
- adattamento della viabilità esistente e delle eventuali opere d'arte in essa presenti qualora la stessa non sia idonea al passaggio degli automezzi per il trasporto al sito dei componenti e delle attrezzature;
- realizzazione della nuova viabilità prevista in progetto;
- realizzazione di opere minori di regimazione idraulica superficiale quali canalette in terra,

cunette, trincee drenanti ecc.;

- realizzazione di opere varie di sistemazione ambientale e morfologica;
- realizzazione dei cavidotti interrati interni all'impianto;
- eventuale locale guardiano;
- recinzione dell'intero lotto;
- opere di piantumazione.

Tali opere presenti negli elaborati grafici saranno trattate più approfonditamente nel progetto esecutivo.

9. Stima dell'energia prodotta

La scelta del sito più idoneo all'installazione di un impianto agro-fotovoltaico, come già anticipato precedentemente, è determinata da diversi fattori, i quali concorrono alla possibilità di effettuare una stima dell'energia prodotta.

L'energia prodotta da un impianto agro-fotovoltaico dipende infatti da:

- localizzazione del sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- eventuali ombreggiamenti o coperture parziali dei pannelli;
- caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

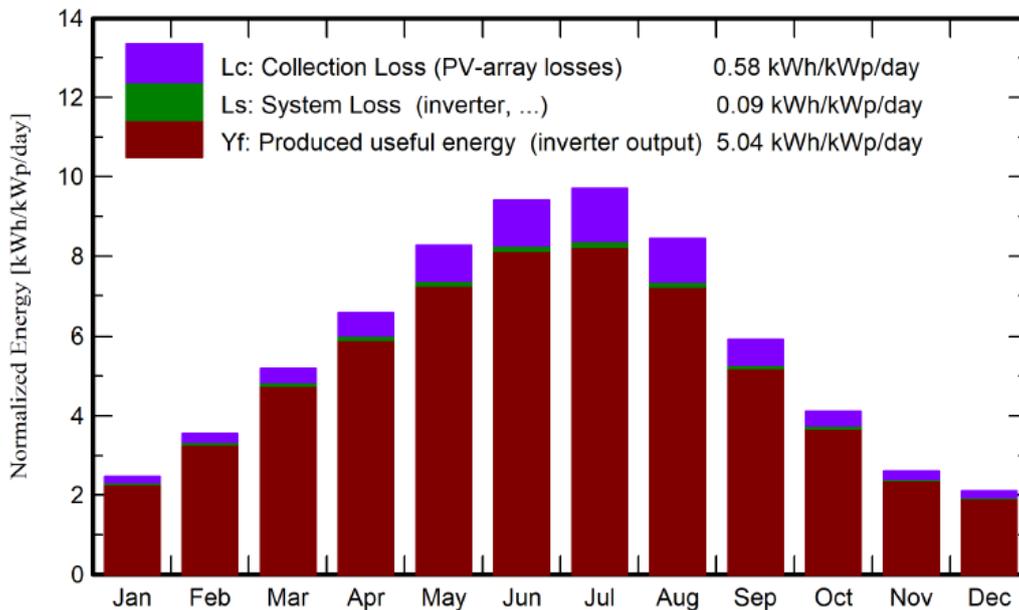
Per determinare il valore del BOS si può procedere con una stima diretta oppure, come è stato fatto, come completamento dell'unità del totale delle perdite, le quali vengono calcolate tramite la formula seguente:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a)** Perdite per riflessione;
- b)** Perdite per ombreggiamento;
- c)** Perdite per mismatching;
- d)** Perdite per effetto della temperatura;
- e)** Perdite nei circuiti in continua;
- f)** Perdite negli inverter;
- g)** Perdite nei circuiti in alternata.

Normalized productions (per installed kWp)



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

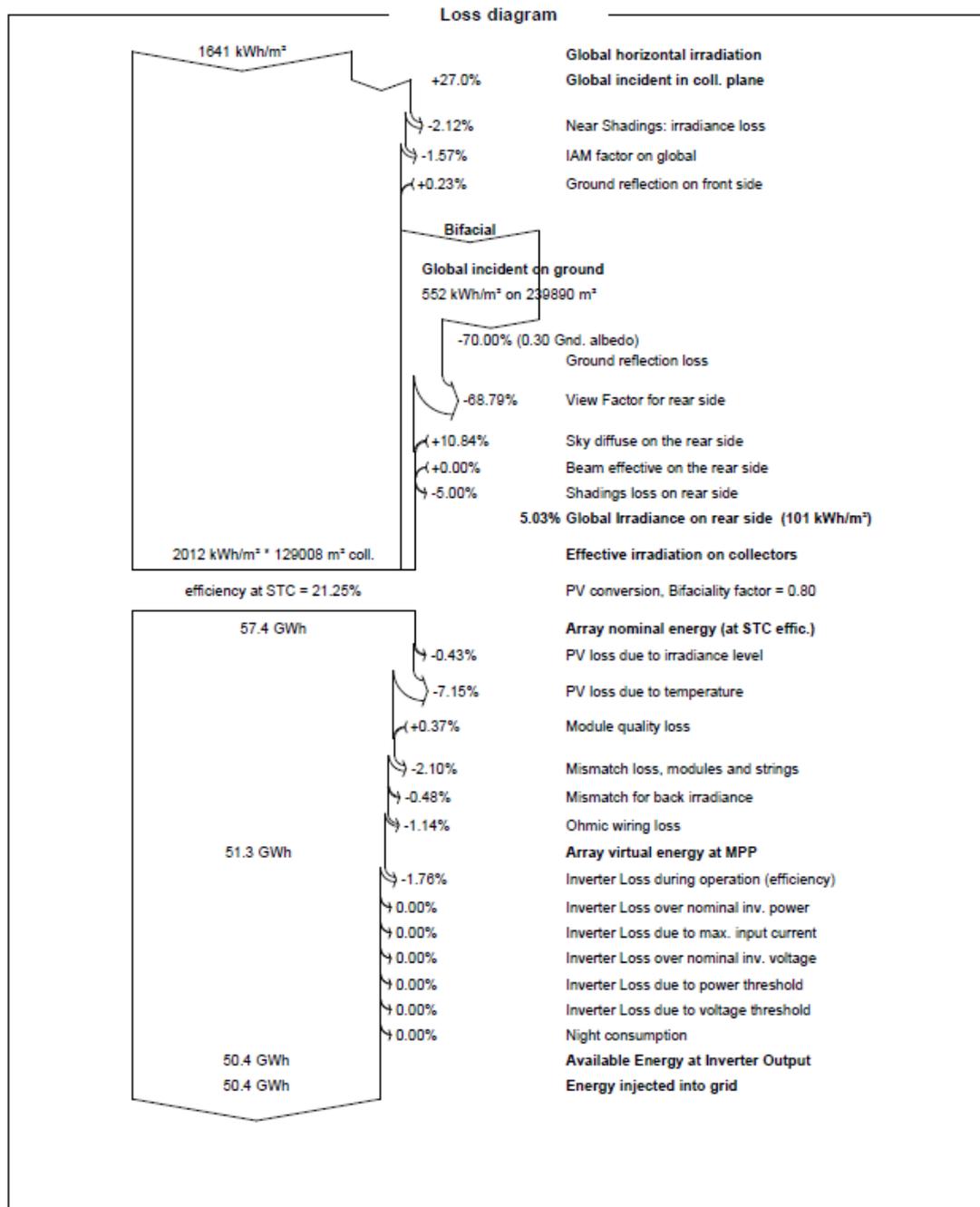
Il calcolo della distanza minima tra le file parallele è stato effettuato considerando il giorno più critico dell'anno ovvero il solstizio di inverno.

Al fine di poter stimare la producibilità dell'impianto si è, inoltre, tenuto conto delle seguenti caratteristiche relativamente ai moduli fotovoltaici scelti per l'installazione:

- Inclinazione dei moduli: $\pm 55^\circ$
- Orientamento (azimuth) dei moduli: 0°
- Stima delle perdite causate dalla temperatura: 8.1 % (valore generico per aree senza dati per la temperatura di 0°C per moduli FV con una dipendenza sulla temperatura non nota)
- Perdite stimate causate dall'effetto angolare di riflessione: 2.9 %
- Altre perdite (cavi, inverter, etc.): 10.0 %
- Totale delle perdite di sistema FV: 21.0 %

L'inclinazione e l'orientamento dei moduli sono stati scelti per ottimizzare la radiazione solare incidente: i moduli verranno orientati in direzione Sud con un'inclinazione variabile, in modo da consentire la massima raccolta di energia nell'arco dell'anno unitamente ad una ridotta superficie di esposizione al vento.

La simulazione prende in esame un anno tipo ed è stata effettuata tramite il programma per sistemi fotovoltaici PVsyst.



20/05/22

PVsystem Licensed to Energie rinnovabili srl (Italy)

Page 6/7

In base alle norme UNI 8477-1 e UNI 10349, come già evidenziato nei paragrafi precedenti, in funzione delle coordinate geografiche inserite, è stata stimata una radiazione solare globale annua su superficie normale pari a $1.640,6 \text{ kWh/m}^2$.

L'energia che il sistema fotovoltaico produrrà in un anno, invece sarà:

$$E_i = 50,4 \text{ GWh/anno}$$

Infine, un utile indicatore della produzione di un impianto fotovoltaico sono le ore equivalenti di funzionamento, che per l'impianto in oggetto sono pari a **1.838 (kWh/kWp)**.

9.1 Schede tecnico-prestazionali di riepilogo

Riassumendo quanto descritto nel paragrafo relativo alle specifiche tecnico dell'impianto e quanto emerso dalle stime relative a ciascun sotto-impianto, circa la producibilità energetica, si riportano di seguito le schede tecnico-prestazionali di riepilogo delle caratteristiche tecniche dell'impianto e quelle relative alle valutazioni prestazionali effettuate relativamente a ciascun sotto-impianto.

Tabella 9-1 - Scheda tecnico-prestazionale dell'impianto FV-Pinicelle

| | |
|---|---|
| Estensione totale disponibile – area catastale | 60.94.44 ha |
| Estensione area d'impianto – area recintata | 43.79.49 ha |
| Superficie totale dei moduli | 12.90.07 ha |
| Marca – Modello | Trinasolar Vertex Bifacial Dual Glass - 555 Wp con potenza effettiva di 594 Wp (o similari disponibili sul mercato) |
| Tipologia tecnologica moduli | Silicio mono-Cristallino |
| Potenza di picco di ciascun modulo | 555 Wp (con potenza effettiva di 594 Wp) |
| Numero di moduli | 49.374 |
| Tipologia locali di controllo, deposito e conversione | Locale tecnico prefabbricato |
| Ventilazione locale tecnico | Naturale e forzata |
| Cablaggi | Cavi in canale o cunicoli o interrati |
| Posizionamento gruppo di conversione | Alloggiamento sotto i pannelli con ancoraggio nelle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici |
| Numero totale Inverter | 130 |
| Marca-modello inverter | Huawei SUN2000-215KTL-H3 (o similari disponibili sul mercato) |
| Posizionamento trasformatore | Apposite cabine |
| Numero totale Trasformatori da 500 kVA | 1 |
| Numero totale Trasformatori da 1000 kVA | 12 |
| Numero totale Trasformatori da 2000 kVA | 7 |
| Energia totale annua prodotta dall'impianto | 50,4 GWh/anno |
| Numero di ore equivalenti | 1.838 kWh/kWp |
| Inclinazione dei moduli (Tilt) | ± 55° |
| Orientazione dei moduli (Azimut) | 0° (Sud) |

Tabella 9-2 - Scheda tecnico-prestazionale del sotto-impianto FV-Casignano

| | |
|---|--|
| Identificativo del sotto-impianto | “FV-Casignano” |
| Soggetto responsabile dell’impianto agro-fotovoltaico | Energie Green Puglia S.r.l. |
| Classificazione architettonica | Impianto non integrato |
| Struttura di sostegno dei moduli | Inseguitori monoassiali (Tracker) |
| Indirizzo | Strade Comunali n.14 e n.50 |
| Dati catastali | Brindisi (BR) foglio 66 particelle 33, 83, 85, 87, 88, 89, 90, 96, 97,132, 136 |
| Coordinate geografiche | Latitudine 40°37'43.65"N - Longitudine 17°51'6.81"E |
| Altitudine | 32 metri s.l.m. |
| Inclinazione dei moduli (Tilt) | ± 55° |
| Orientazione dei moduli (Azimut) | 0° (Sud) |
| Superficie totale dei moduli | 5.19.70 ha |
| Estensione totale disponibile– area catastale | 19.86.00 ha |
| Estensione area d’impianto – area recintata | 14.92.83 ha |
| Coefficiente di ombreggiamento | 0,99 |
| Potenza totale (in DC) | 11.815,00 kW |
| Potenza totale (in AC) | 10.400,00 kW |
| Numero moduli | 19.890 |

Tabella 9-3 - Scheda tecnico-prestazionale sotto-impianto FV-Masciullo

| | |
|---|---|
| Identificativo del sotto-impianto | “FV-Masciullo” |
| Soggetto responsabile dell’impianto agro-fotovoltaico | Energie Green Puglia S.r.l. |
| Classificazione architettonica | Impianto non integrato |
| Struttura di sostegno dei moduli | Inseguitori monoassiali (Tracker) |
| Indirizzo | Strada Comunale n.50 |
| Dati catastali | Brindisi (BR) foglio 99 particelle 12, 37, 38, 39, 40, 52, 81 e 82 |
| Coordinate geografiche | Latitudine 40°36'47.88"N - Longitudine 17°50'53.31"E |
| Altitudine | 36 metri s.l.m. |
| Inclinazione dei moduli (Tilt) | ± 55 |
| Orientazione dei moduli (Azimut) | 0° (Sud) |
| Superficie totale dei moduli | 2.77.85 ha |
| Estensione totale disponibile– area catastale | 09.97.35 ha |
| Estensione area d’impianto – area recintata | 07.00.67 ha |
| Coefficiente di ombreggiamento | 0,99 |
| Potenza totale (in DC) | 6.317,00 kW |
| Potenza totale (in AC) | 5.600,00 kW |
| Numero moduli | 10.634 |

Tabella 9-4 - Scheda tecnico-prestazionale sotto-impianto FV-Lo Spada

| | |
|---|---|
| Identificativo del sotto-impianto | “FV-Lo Spada” |
| Soggetto responsabile dell’impianto agro-fotovoltaico | Energie Green Puglia S.r.l. |
| Classificazione architettonica | Impianto non integrato |
| Struttura di sostegno dei moduli | Inseguitori monoassiali (Tracker) |
| Indirizzo | Strada Comunale n.14 |
| Dati catastali | Brindisi (BR) foglio 66 particelle 34, 76, 140, 141, 142, 144, 145, 146, 147 |
| Coordinate geografiche | Latitudine 40°37’28.31"N - Longitudine 17°51’23.00"E |
| Altitudine | 31 metri s.l.m. |
| Inclinazione dei moduli (Tilt) | ± 55° |
| Orientazione dei moduli (Azimut) | 0° (Sud) |
| Superficie totale dei moduli | 01.44.02 ha |
| Estensione totale disponibile– area catastale | 08.92.74 ha |
| Estensione area d’impianto – area recintata | 08.28.43 ha |
| Coefficiente di ombreggiamento | 0,99 |
| Potenza totale (in DC) | 3.274,00 kW |
| Potenza totale (in AC) | 3.000,00 kW |
| Numero moduli | 5.512 |

Tabella 9-5 - Scheda tecnico-prestazionale sotto-impianto FV-Restinco

| | |
|---|--|
| Identificativo del sotto-impianto | “FV-Restinco” |
| Soggetto responsabile dell’impianto agro-fotovoltaico | Energie Green Puglia S.r.l. |
| Classificazione architettonica | Impianto non integrato |
| Struttura di sostegno dei moduli | Inseguitori monoassiali (Tracker) |
| Indirizzo | Strada Provinciale n.43 |
| Dati catastali | Brindisi (BR) foglio 41 particelle 337, 347, 348, 349, 421 foglio 42 particelle 16, 17, 18, 19, 20, 21, 60, 61, 62, 66, 73, 74, 75, 76 |
| Coordinate geografiche | Lat. 40°30'14.45"N - Lon. 17°52'31.98"E |
| Altitudine | 29 metri s.l.m. |
| Inclinazione dei moduli (Tilt) | ± 55° |
| Orientazione dei moduli (Azimut) | 0° (Sud) |
| Superficie totale dei moduli | 00.95.11 ha |
| Estensione totale disponibile– area catastale | 08.59.33 ha |
| Estensione area d’impianto – area recintata | 03.97.03 ha |
| Coefficiente di ombreggiamento | 0,99 |
| Potenza totale (in DC) | 2.162,00 kW |
| Potenza totale (in AC) | 2.000,00 kW |
| Numero moduli | 3.640 |

Tabella 9-6 - Scheda tecnico-prestazionale sotto-impianto FV-La Gonnella

| | |
|---|---|
| Identificativo del sotto-impianto | “FV-La Gonnella” |
| Soggetto responsabile dell’impianto agro-fotovoltaico | Energie Green Puglia S.r.l. |
| Classificazione architettonica | Impianto non integrato |
| Struttura di sostegno dei moduli | Inseguitori monoassiali (Tracker) |
| Indirizzo | Strada Comunale n.69 |
| Dati catastali | Brindisi (BR) foglio 99 particelle 12, 37, 38, 39, 40, 52, 81 e 82 |
| Coordinate geografiche | Lat. 40°30'14.45"N - Lon. 17°52'31.98"E |
| Altitudine | 39 metri s.l.m. |
| Inclinazione dei moduli (Tilt) | ± 55° |
| Orientazione dei moduli (Azimut) | 0° (Sud) |
| Superficie totale dei moduli | 2.53.39 ha |
| Estensione totale disponibile– area catastale | 13.59.04 ha |
| Estensione area d’impianto – area recintata | 09.60.53 ha |
| Coefficiente di ombreggiamento | 0,99 |
| Potenza totale (in DC) | 5.761,00 kW |
| Potenza totale (in AC) | 5.000,00 kW |
| Numero moduli | 9.698 |

10. Descrizione dell'intervento: fasi, modalità e tempi di esecuzione

La realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico oggetto della presente relazione si articola in un preciso e definito schema di fasi, tempi e modalità di esecuzione dei lavori previsti, compresi quelli che riguardano le operazioni di dismissione e del ripristino dello stato dei luoghi.

Durante la fase di realizzazione dell'opera sarà evitato ogni possibile sversamento sul terreno di sostanze inquinanti e sarà garantita la protezione della falda acquifera da eventuali contaminazioni.

Si trattano di seguito nel dettaglio le specifiche riguardanti le singole fasi che caratterizzano la costruzione dell'opera, i tempi che scandiscono i lavori e le modalità di esecuzione degli stessi.

10.1 Fasi della realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico

Le fasi che caratterizzano la realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico possono essere come di seguito riassunte:

1. Allestimento area di lavoro;
2. Recinzione con elementi in ferro, rete;
3. Tracciamenti del cantiere;
4. Realizzazione delle aree di deposito e magazzino;
5. Posa delle baracche di Cantiere;
6. Posa dei bagni chimici;
7. Posizionamento delle macchine varie di cantiere;
8. Realizzazione della viabilità ordinaria;
9. Montaggio strutture di supporto dei moduli fotovoltaici;
10. Realizzazione impianto elettrico e installazione dei moduli fotovoltaici
11. Posa di conduttori nudi per le linee MT;
12. Posa delle Cabine;
13. Realizzazione impianti elettrici;
14. Realizzazione impianto elettrico di terra;
15. Realizzazione impianto contro le scariche atmosferiche;
16. Impianti di utenza per la connessione.

10.2 Modalità e tempi di esecuzione delle opere di realizzazione dell'impianto

10.2.1 Allestimento dell'area di lavoro

Le prime fasi di realizzazione dell'impianto prevedono l'allestimento dell'area di lavoro e la preparazione dell'area oggetto dell'intervento per le fasi successive di costruzione dello stesso.

Ciascuna delle fasi potrà prevedere il noleggio di particolari macchinari (muletti, escavatrici, trivella, gru, ecc.) i quali verranno conferiti in cantiere senza che venga creata alcuna viabilità nuova esterna all'impianto, dal momento che l'area oggetto d'intervento risulta già ben servita da strutture viarie. Nello specifico il sito di installazione sarà facilmente raggiungibile per mezzo della Strada Provinciale SP43 e accessibile dalle strade Comunali n.14, n.50, n.69 e dalla Strada per Palmarini.

L'allestimento dell'area di lavoro prevede anche la preparazione del terreno all'istallazione dell'impianto attraverso la pulizia dello stesso dalle piante selvatiche presenti e lo sbancamento localizzato, laddove necessario, delle sole aree destinate alla posa in opera dei locali cabina.

Allestita l'area di lavoro, si procede con la realizzazione della recinzione delimitante l'area dell'impianto. Essa sarà costituita da paletti a T in ferro o acciaio zincato infissi nel terreno e da una rete elettrosaldata a maglia romboidale, anch'essa in acciaio zincato, installabile senza l'ausilio di particolari macchinari. I paletti, alti *2,50 m*, saranno infissi per *15 cm* nel terreno, con interasse di *1,2 m*.

L'adozione di pali infissi permetterà di ridurre al minimo la necessità di livellamento del terreno, procedendo di fatto all'istallazione dell'opera di recinzione seguendo l'andamento naturale del terreno, già di per sé pianeggiante.

L'assenza di opere di livellamento permetterà di evitare opere di contenimento e di lasciare inalterata l'orografia preesistente del terreno oggetto dell'intervento.

10.2.2 Realizzazione impianto elettrico e installazione dei moduli fotovoltaici

Per la realizzazione dell'impianto elettrico interno al parco agro-fotovoltaico sarà necessario provvedere alle operazioni di scavo per l'alloggiamento delle linee elettriche interrate.

La sezione dello scavo avrà una profondità di circa *1,20 m* con una larghezza di circa *50 cm*.

All'interno dello scavo nella parte più profonda sarà inserita una corda di rame, uno strato di sabbia a conducibilità termica controllata in cui sarà immerso un tubo in PVC coniugato del diametro di *200 mm* contenente il cavidotto, successivamente un nastro segnalatore, a seguire verrà inserito il terreno di riempimento ed infine misto granulometrico stabilizzato steso a rullo.

Si ritiene utile sottolineare che le porzioni di terra movimentata per la realizzazione degli scavi verranno completamente riutilizzate per ricoprire gli scavi stessi.

La terra in eccesso verrà smaltita attraverso lo spargimento sul terreno in modo omogeneo o per mezzo di autocarri affidata a ditte specializzate per il riciclaggio di materiali edili.

Il parco agro-fotovoltaico sarà realizzato a terra con l'utilizzo di strutture di sostegno portanti a telaio in metallo, specifiche per la realizzazione di grandi impianti fotovoltaici in campo aperto.

Il telaio è composto da pali di sostegno, mentre il collegamento delle strutture avviene con profilati in alluminio estruso o acciaio zincato sulle quali vengono fissate (imbullonate) le guide, anch'esse in alluminio estruso, su cui verranno fissati i moduli fotovoltaici dotati di telaio proprio. Ogni telaio è ideato per ospitare un numero massimo di pannelli, affiancati disposti su una fila.

Al fine di migliorare l'efficienza energetica del parco agro-fotovoltaico e dunque massimizzare la produzione di energie, la struttura di sostegno sarà integrata con una tecnologia elettromeccanica per seguire ogni giorno l'esposizione solare Est-Ovest su un asse di rotazione orizzontale nord-sud, posizionando così i pannelli sempre con la perfetta angolazione ortogonale rispetto alla direzione dei raggi solari (inseguitori monoassiali).

L'installazione dei pannelli, come precedentemente indicato, avviene senza eseguire alcun tipo di scavo, consentendo una semplificazione nella posa in opera dell'impianto.

Per il collocamento dei locali cabina prefabbricati verranno realizzate delle semplici basi in c.a.

Le ultime fasi riguarderanno la realizzazione dell'impianto e delle connessioni elettriche, dell'impianto elettrico di terra e dell'impianto contro le scariche atmosferiche.

10.2.3 Cronoprogramma delle fasi di realizzazione dell'impianto

| N. | TIPOLOGIA DI LAVORAZIONE | MESE 1 - MESE 3 | | | MESE 4 - MESE 6 | | | MESE 7 - MESE 9 | | | MESE 10 - MESE 12 | | | MESE 13 - MESE 15 | | | MESE 16 - MESE 18 | | | MESE 19 - MESE 21 | | | MESE 22 - MESE 24 | | |
|----|---|-----------------|---|---|-----------------|---|---|-----------------|---|---|-------------------|----|----|-------------------|----|----|-------------------|----|----|-------------------|----|----|-------------------|----|----|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| 1 | Allestimento area di lavoro | ■ | ■ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Recinzione con elementi in ferro, rete | ■ | ■ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | Tracciamenti del cantiere | ■ | ■ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | Aree di deposito e magazzino | ■ | ■ | ■ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | Baracche di Cantiere | | ■ | ■ | ■ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | Bagni chimici | | ■ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | Macchine Varie di Cantiere | | ■ | ■ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 8 | Viabilità ordinaria | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 9 | Montaggio strutture | | | | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | | | | | | | | | |
| 10 | Realizzazione impianti elettrici - PANNELLI | | | | | | | | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | | | | | | | |
| 11 | Posa di conduttori nudi per le linee MT | | | | | | | | | | | | | | | | | ■ | ■ | ■ | | | | | |
| 12 | Posa Cabine | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ■ | ■ | ■ | | | |
| 13 | Impianti elettrici | | | | | | | | | | | | | | | | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | |
| 14 | Impianto elettrico di terra | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ■ | ■ | ■ | | | |
| 15 | Impianto contro le scariche atmosferiche | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ■ | ■ | |
| 16 | Impianti di utenza per la connessione | | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | |

10.3 Fasi delle operazioni di dismissione e di ripristino dello stato dei luoghi

Le fasi che caratterizzano la dismissione e il ripristino dello stato dei luoghi dell'impianto agro-fotovoltaico possono essere come di seguito riassunte:

- Impianto fotovoltaico e opere di connessione
 1. Sezionamento impianto lato DC e lato CA (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale di trasformazione);
 2. Scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo multicontact;
 3. Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
 4. Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno (tavole);
 5. Impacchettamento moduli mediante contenitori di sostegno;
 6. Smontaggio sistema di illuminazione;
 7. Smontaggio sistema di videosorveglianza;
 8. Rimozione cavi da canali interrati;
 9. Rimozione pozzetti di ispezione;
 10. Rimozione parti elettriche dai prefabbricati per alloggiamento inverter;
 11. Smontaggio struttura metallica;
 12. Rimozione del fissaggio al suolo (sistema a vite);
 13. Rimozione parti elettriche dalle cabine;
 14. Rimozione manufatti prefabbricati;
 15. Rimozione recinzione;
 16. Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento.

Il tempo previsto per la dismissione dell'intero impianto (esclusa la SSEU Pinicelle) è di circa 12 mesi come riportato nel seguente diagramma di Gantt.

| N. | TIPOLOGIA DI LAVORAZIONE | MESE 1 - MESE 3 | | | MESE 4 - MESE 6 | | | MESE 7 - MESE 9 | | | MESE 10 - MESE 12 | | |
|----|---|-----------------|---|---|-----------------|---|---|-----------------|---|---|-------------------|----|----|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 1 | Ordine e acquisizione materiali in cantiere | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Inizio lavori e accantieramento | | | | | | | | | | | | |
| 3 | Dismissione dell'intero impianto | | | | | | | | | | | | |
| 4 | Ripristino delle aree | | | | | | | | | | | | |

Figura 10-1 - Diagramma di Gantt

10.4 Esecuzione delle operazioni di dismissione e di ripristino dello stato dei luoghi

10.4.1 Rimozione dei componenti dell'impianto

La rimozione dei materiali, macchinari, attrezzature, edifici e quant'altro presente nel terreno seguirà una tempistica dettata dalla tipologia del materiale da rimuovere e, precisamente, se detti materiali potranno essere riutilizzati (vedi recinzione, cancelli, infissi, cavi elettrici, ecc.) o portati a smaltimento e/o recupero (vedi pannelli fotovoltaici, opere fondali in cls, ecc.).

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

Questa operazione avverrà tramite operai specializzati, dove preventivamente si sarà provveduto al distacco di tutto l'impianto dalla linea elettrica di riferimento.

Tutte le lavorazioni saranno sviluppate nel rispetto delle normative al momento vigenti in materia di sicurezza dei lavoratori.

10.4.2 Smaltimento dei materiali utilizzati

La produzione di rifiuti che derivano dalle diverse fasi di intervento verrà smaltita attraverso ditte debitamente autorizzate nel rispetto della normativa vigente al momento.

L'impianto agro-fotovoltaico è da considerarsi l'impianto di produzione di energia elettrica che più di ogni altro adotta materiali riciclabili e che durante il suo periodo di funzionamento minimizza l'inquinamento del sito di installazione, sia in termini di inquinamento atmosferico (nullo non generando fumi), di falda (nullo non generando scarichi) o sonoro (nullo non avendo parti in movimento).

Del modulo fotovoltaico potranno essere recuperati il vetro di protezione, le celle al silicio, la cornice in alluminio ed il rame dei cavi, quindi circa il 95% del suo peso.

L'inverter, altro elemento "ricco" di materiali pregiati (componentistica elettronica) costituisce il secondo elemento di un impianto fotovoltaico che in fase di smaltimento dovrà essere debitamente curato. Tutti i cavi in rame potranno essere recuperati, così come tutto il metallo delle strutture di sostegno.

Le strutture di sostegno dei pannelli saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno dei pali di fondazione infissi (se presenti).

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

norma di legge.

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici dei trasformatori MT/BT saranno rimossi, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore.

Le polifere ed i pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi nuovamente riempito con il materiale di risulta.

I manufatti estratti verranno trattati come rifiuti ed inviati in discarica in accordo alle vigenti disposizioni normative.

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

Per quanto attiene alle strutture prefabbricate si procederà alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

La recinzione in maglia metallica di perimetrazione del sito, compresi i paletti di sostegno e i cancelli di accesso, sarà rimossa tramite smontaggio ed inviata a centri di recupero per il riciclaggio delle componenti metalliche.

I pilastri in c.a. di supporto dei cancelli verranno demoliti ed inviati presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

10.4.3 Ripristino dello stato dei luoghi

Al termine della fase di dismissione e demolizione delle strutture e dei tralicci, si provvederà quindi al ripristino di luoghi utilizzati, come previsto anche nel comma 4 dell'art.12 del D. Lgs. 387/2003.

Sarà assicurato quindi il totale ripristino del suolo agrario originario, anche mediante pulizia e smaltimento di eventuali materiali residui, quali spezzoni o frammenti metallici, frammenti di cemento, ecc.

Per quanto attiene al ripristino del terreno non sarà necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto non si utilizzano elementi in cls gettati in opera.

Le polifere ed i pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi nuovamente riempito con il materiale di risulta.

11. Stima dei costi di dismissione e di ripristino dello stato dei luoghi

La fase di dismissione dell'impianto è programmata alla fine della sua vita utile stimata in circa 25 anni. Tale fase comporta la rimozione di tutte le opere elettriche e non dell'impianto e il definitivo ripristino dello stato dei luoghi. Per maggiori dettagli sulle varie lavorazioni previste si rimanda all'elaborato "*Computo metrico di dismissione*" facente parte integrante del progetto.

12. Impatti, interferenze e misure compensative

L'impianto agro-fotovoltaico oggetto della presente relazione risulta essere di potenza superiore ad 1 MW , pertanto si è ritenuto opportuno procedere alla redazione di uno studio di impatto ambientale mediante specifico elaborato tecnico allegato alla documentazione di progetto, in grado di analizzare gli aspetti ambientali legati al parco agro-fotovoltaico, evidenziando i possibili impatti relativamente alle diverse fasi di realizzazione, di esercizio e di dismissione dell'impianto.

Di seguito vengono indicate sommariamente le misure compensative che verranno messe in atto e le eventuali interferenze con gli elementi presenti nell'area oggetto d'intervento. Per un'analisi più specifica si rimanda all'elaborato sopra citato.

12.1 Impatto relativo alla fase di costruzione

La prima fase analizzata è quella relativa alla realizzazione dell'impianto, durante la quale si riscontra il minimo impatto poiché, essendo quasi tutti i materiali utilizzati pre-assemblati, si avranno minimi scarti di cantiere che saranno in ogni caso conferiti presso discariche autorizzate secondo la normativa vigente.

IMPATTO ACUSTICO

Un impatto da tenere in considerazione è dovuto alla possibilità che le attività di cantiere possano produrre un lieve incremento della rumorosità nelle aree interessate dall'intervento a causa dell'utilizzo di attrezzature specifiche e dal traffico veicolare dovuto alle attività stesse.

L'incremento del livello di rumorosità interesserà comunque brevi periodi di tempo e sarà limitato alle ore diurne, al fine di contenere il potenziale disturbo arrecato dalle eventuali emissioni sonore.

PRODUZIONE DI RIFIUTI

Per quanto riguarda, invece, la possibile produzione di rifiuti, tenendo in considerazione il fatto che tutti i componenti utilizzati sono di tipo prefabbricato, le quantità prodotte saranno alquanto modeste, qualitativamente classificabili come rifiuti non pericolosi, in quanto originati

prevalentemente da imballaggi.

Sarà comunque prevista la differenziazione tra rifiuti di origine ferrosa e non ferrosa e tutti i rifiuti verranno conferiti in idonei impianti di smaltimento o recupero, ai sensi delle disposizioni delle norme vigenti.

12.2 Impatto relativo alla fase di esercizio

Per la fase di esercizio dell'impianto, durante la produzione di energia elettrica, si sono analizzati gli aspetti specifici che potrebbero destare preoccupazioni in termini di impatto sull'ambiente.

OCCUPAZIONE DEL TERRITORIO

L'impatto dovuto dall'occupazione di suolo risulta essere minimo in quanto, tutte le aree scelte per l'installazione dei moduli fotovoltaici verranno contemporaneamente utilizzate per la realizzazione di colture e saranno destinate alla piantumazione di vario tipo, come meglio specificato nel paragrafo relativo alle misure compensative.

L'area circostante l'impianto manterrà le funzioni precedenti alla realizzazione dello stesso e potrà essere impiegata per altri scopi, come l'agricoltura e la pastorizia, senza alcuna controindicazione.

IMPATTO VISIVO

Per migliorare l'inserimento ambientale dei pannelli solari, verrà posta particolare attenzione alla scelta del colore delle componenti principali dell'impianto, introducendo accorgimenti per evitare effetti di riflessione della luce da parte delle superfici metalliche.

Considerato che gli impatti degli impianti sul territorio circostante sono limitati ad un impatto di tipo visivo sull'ambiente e verificato con opportuni sopralluoghi che nella zona non sono presenti agglomerati abitativi destinate ad uso residenziale, si può evidentemente stimare che l'impatto visivo resterebbe limitato al passante che si trova nella zona ed in generale ad una leggera variazione dello scenario naturale del versante interessato dalla realizzazione del progetto.

Pertanto, si provvederà a creare, nella parte perimetrale degli impianti e comunque nell'area recintata interessata ma non coperta dai pannelli o dalla viabilità interna, una barriera alberata costituita da vegetazione autoctona o storicizzata che mimetizzi l'impianto col verde circostante.

IMPATTO ACUSTICO

Relativamente alle aree di installazione dei moduli fotovoltaici e per tutte le opere di connessione interrate, non verrà prodotto alcun tipo impatto acustico in fase di esercizio. Per quanto riguarda invece le opere di trasformazione MT/AT in prossimità della SE Brindisi, non vi sarà alcun

aumento significativo di impatto acustico data la presenza di opere elettriche già autorizzate.

INTERFERENZE ELETTROMAGNETICHE

L'interferenza elettromagnetica causata dai pannelli fotovoltaici è quasi nulla. Essa potrebbe al massimo influenzare le caratteristiche di propagazione delle telecomunicazioni (alla stregua di qualsiasi ostacolo) o la qualità del collegamento in termini di segnale-disturbo. Tuttavia, una adeguata distanza dell'impianto da antenne o ripetitori, fa sì che l'interferenza sia irrilevante.

IMPATTO SULLA VIABILITA' E SUL TRAFFICO

L'area di installazione ricade in zone non destinate all'uso residenziale, periferiche rispetto al centro abitato del comune di Brindisi.

PRODUZIONE DI RIFIUTI

La manutenzione ordinaria dell'impianto viene eseguita senza alcuna produzione di rifiuti.

Periodicamente si provvederà alla potatura degli alberi e delle piante utilizzate per schermare visivamente gli impianti e il materiale di sfalcio sarà smaltito come materiale organico tra i Rifiuti Solidi Urbani.

INTERFERENZA SULLE COMPONENTI BIOTICHE (FLORA E FAUNA)

I principali tipi di impatto degli impianti fotovoltaici a terra sono connessi all'utilizzo del suolo. Come ogni altra attività antropica che comporta un utilizzo di una porzione di territorio la realizzazione di un impianto determina la sottrazione di aree per utilizzi determinati.

È importante sottolineare come la posa in opera di un sistema agro-fotovoltaico non determini cambiamenti irreversibili del territorio.

I pannelli sono sollevati da terra per cui non c'è la possibilità che la fauna del luogo possa accidentalmente urtare contro gli stessi. Inoltre, gli impianti non interferiscono con la presenza di uccelli o rettili poiché caratterizzati da bassa elevazione rispetto al suolo.

Inoltre, nei numerosi impianti presenti in Italia non si è mai registrata una interferenza con le popolazioni di animali che vivono nel territorio limitrofo all'impianto.

Riassumendo non si sono registrate modifiche o disturbi all'habitat, decessi di animali o variazione nella densità della popolazione nei pressi di un sito che ospita un impianto.

Relativamente all'analisi dell'impatto su flora e fauna del luogo per maggiori dettagli si rimanda allo Studio Agronomico presente tra gli elaborati di progetto.

INTERFERENZA SULLE COMPONENTI ABIOTICHE

Gli impianti fotovoltaici sono realizzati assemblando componenti prefabbricati che non

necessitano di opere di fondazione, per i quali sono necessari degli scavi.

Non vi sono dunque possibilità di incidenza sulla stabilità dei suoli né su eventuali falde idriche del sottosuolo.

12.3 Impatto relativo alla fase di dismissione

L'ultima fase che interesserà l'area di installazione del parco fotovoltaico, anch'essa di durata limitata, sarà quella relativa alla dismissione dello stesso.

In tale fase, si effettueranno tutte le opere necessarie alla rimozione dei pannelli fotovoltaici e delle strutture di supporto, e si provvede al trasporto dei materiali ad appositi centri di recupero.

I materiali di base quali l'alluminio, il silicio, o il vetro, possono essere totalmente riciclati e riutilizzati sotto altre fonti, pertanto l'impatto generato sull'ambiente risulta nullo.

12.4 Interferenze

A completamento dell'analisi di impatto dell'area nel quale è prevista la realizzazione dell'impianto, si è ritenuto opportuno valutare le eventuali interferenze degli elementi presenti nell'area oggetto d'intervento rispetto all'impianto stesso.

Potrebbero in questo contesto essere d'interferenza per il presente progetto i seguenti elementi:

- Tralicci;
- Parchi eolici.

Qualora presenti queste strutture costituiscono delle interferenze di tipo ambientale, quindi se presenti vanno considerate delle opportune fasce di rispetto all'interno delle quali non sarà prevista l'installazione di pannelli fotovoltaici. Nello specifico la presenza di tralicci di alta tensione prevede una fascia di rispetto di *15 m* per lato, che si riduce a *7 m* per quelli di media tensione e a *5 m* per quelli di bassa. Per questi ultimi se necessario può essere eventualmente predisposto lo spostamento.

Per quanto riguarda le interferenze di tipo naturale, è da considerare con attenzione la presenza di elementi di discontinuità quali:

- Laghetti;
- Zone boschive;
- Zone fluviali;
- Impluvi.

Per le aree degli impianti costituenti il progetto in esame, non è stata riscontrata in alcun caso la

presenza di questi elementi.

Per quanto riguarda le interferenze di tipo viario, infine, risulta essere rilevante evidenziare l'eventuale presenza di elementi di discontinuità quali:

- Strade Statali;
- Strade Provinciali;
- Strade comunali.

Si prevede dalla strada statale una fascia di *60 m* per lato, dalla strada provinciale una fascia di *20 m* e per la comunale una fascia pari a *10 m* come distanza minima dall'area di installazione dei moduli fotovoltaici.

Per i siti in esame, i quali si trovano nelle vicinanze della Strada Provinciale SP 43 per Restinco e delle Strade Comunali 14, 50 e 69 verranno sfruttate tali strade, ove possibile, come percorsi per il trasporto dei materiali. In ogni caso, come già detto in precedenza, non sussistono le condizioni per considerare tali elementi rilevanti ai fini della modifica della viabilità della zona.

13. Agro-fotovoltaico: caratteristiche generali

Alla luce di quanto sopra descritto, in questo paragrafo si vuole entrare nel merito dell'integrazione tra l'impianto fotovoltaico e l'impianto agronomico consistente nella coltivazione di colture agro-alimentari tipiche del territorio.

Inoltre, si mettono in evidenza le opere di mitigazione perimetrale e le opere di imboscamento che caratterizzeranno molte delle aree interne ed esterne al sito.

L'intervento risulta rispondere in maniera pienamente coerente con il quadro di pianificazione e programmazione territoriale; in materia energetica inoltre, per la natura stessa del Progetto, esso risulta pienamente compatibile con il contesto agricolo di riferimento, in quanto l'impianto agro-fotovoltaico, grazie alla sua disposizione spaziale, consentirà l'utilizzo del suolo da un punto di vista agricolo, evitando così il pericolo di marginalizzazione dei terreni, il pericolo di desertificazione, la perdita della biodiversità, della fertilità, ed in definitiva non determinerà alcun *consumo di suolo*, proprio per la tipologia di intervento in Progetto, la cui natura risulta temporanea e non definitiva (strutture facilmente amovibili che non prevedono l'uso di malta cementizia se non per la realizzazione di modeste platee per la collocazione delle cabine/locali prefabbricati).

Pertanto, la Società, anche avvalendosi della consulenza di un agronomo specializzato, ha sviluppato una soluzione progettuale che è perfettamente in linea con gli obiettivi sopra richiamati, e che consente di:

- ridurre l'occupazione di suolo, avendo previsto moduli ad alta potenza (555 Wp con potenza effettiva di 594 Wp) e strutture a tilt variabile, consentendo, pertanto, di coltivare anche l'area occupata dai moduli fotovoltaici;
- svolgere l'attività di coltivazione all'interno della recinzione (ad esclusione delle strade di collegamento e delle zone di posa per le cabine) avvalendosi di mezzi meccanici essendo lo spazio tra le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici e al di sotto di queste adeguatamente dimensionato per consentire il passaggio dei mezzi agricoli;
- installare una fascia arbustiva perimetrale (siepe) come opera di mitigazione degli impatti per un inserimento "armonioso" del parco fotovoltaico nel paesaggio circostante;
- gli interventi agronomici (scasso, concimazioni di fondo, amminutamento del terreno, etc) propedeutici alla realizzazione delle piantumazioni permetteranno ai terreni di riacquisire le piene capacità produttive e determineranno anche un miglioramento delle condizioni di utilizzo;
- svolgimento di un ruolo sociale nell'ambito locale, a seguito della creazione di nuove opportunità lavorative su diversi comparti come quello agricolo, edile, vendita materiali e

- servizi, etc, ricavando altresì un buon reddito anche dall'attività di coltivazione agricola;
- integrare l'aspetto agronomico all'interno dell'impianto fotovoltaico, rispettando la vocazionalità del territorio brindisino e la particolare attitudine dei vari comprensori agricoli, mediante la coltivazione del carciofo, pianta da rinnovo, coltura predominante e determinante anche nell'ottica di una rotazione colturale con piante miglioratrici (legumi).

13.1 Agro-fotovoltaico: benefici reciproci e schema progettuale

Sono sempre di più i progetti che puntano a far convivere fotovoltaico e agricoltura, con reciproci vantaggi in termini di produzione energetica, tutela ambientale, conservazione della biodiversità, mantenimento dei suoli.

L'idea di base dell'agro - fotovoltaico è far sì che i terreni agricoli possano essere utilizzati per produrre energia elettrica pulita, lasciando spazio alle colture agricole.

In altri termini, si tratta di coltivare i terreni sui quali è stato realizzato un impianto fotovoltaico, in modo tale da ridurre l'impatto ambientale, ma senza rinunciare alla ordinaria redditività delle colture agricole ivi praticate.

La proposta in esame tiene conto dell'associazione tra la tecnologia fotovoltaica e coltivazione del terreno agrario della zona recintata con una rotazione colturale che prevede l'alternanza di colture miglioratrici, depauperatrici e da rinnovo (carciofo) con coltivazione anche sotto i pannelli e tra le serie di pannelli.

Con 17.085 ha e 173.448 t, la Puglia è al primo posto in Italia per la superficie coltivata e per la produzione totale di capolini. La coltivazione è maggiormente diffusa nella provincia di Foggia (8600 ha; 100.800 t di capolini), seguita da Brindisi (6820 ha; 57.000 t) e Bari (1180 ha; 6878 t); mentre è limitata in provincia di Taranto (440 ha) e Lecce (140 ha). Le cultivar più diffuse sono il Violetto di Provenza, affermatosi negli ultimi vent'anni soprattutto in provincia di Foggia, sostituendo progressivamente le popolazioni locali e assumendo il nome di Francesino, mentre il Violetto di Sicilia o Catanese è coltivato soprattutto in provincia di Brindisi e di Bari, dove viene indicato rispettivamente come Brindisino e Locale di Mola.



Figura 13-1 - Carciofo Brindisino IGP



Figura 13-2 - Carciofo Violetto di Provenza e Violetto di Sicilia

Le leguminose rappresentano classiche colture da pieno campo in asciutto che in passato trovavano spazio in campagna come alternativa ai cereali solo ed esclusivamente se legati all'alimentazione del bestiame. Oggi, in concomitanza di una sempre crescente richiesta di proteine, legata in maniera forte ad un aumento della popolazione mondiale, si rafforza l'idea di dover reperire nuove fonti alimentari per sfamare il pianeta. Nella gestione di aree agricole, oggi, l'impronta delle leguminose non solo soddisfa la richiesta di proteine in alternativa a quelle animali ma determina un miglioramento sostanziale anche dei suoli agrari per la loro innata capacità miglioratrice. Per questo nel presente progetto si è considerato il legume in rotazione con il carciofo.

Per maggiori approfondimenti si rimanda allo Studio Agronomico presente tra gli elaborati di progetto.



Figura 13-3 - La fava: particolare della pianta della fava e del baccello



Figura 13-4 - Il cece: coltura in pieno campo e particolari della pianta



Figura 13-5 - La lenticchia: coltura in pieno campo e particolari della pianta



Figura 13-6 - L'arachide: coltura in pieno campo e particolari della pianta

L'impianto sarà dotato di strutture ad inseguimento monoassiale, cosiddetti *inseguitori di tilt*, con angolo di inclinazione variabile a $\pm 55^\circ$ che presentano il vantaggio di sfruttare in modo ottimale l'irraggiamento solare con un notevole aumento dell'energia prodotta.

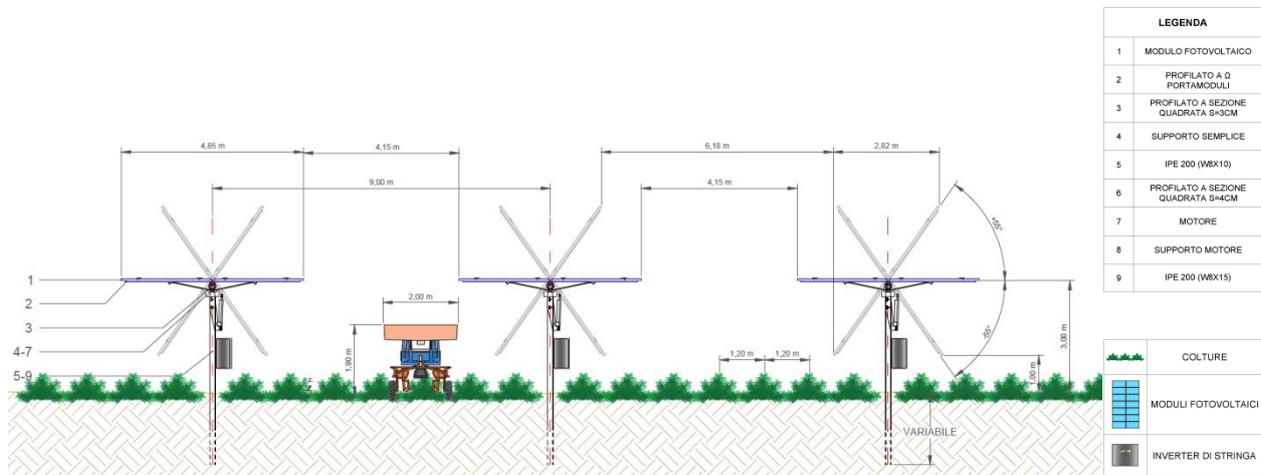


Figura 13-7 - Dettaglio sezione trasversale delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici con relativa legenda esplicativa

La disposizione delle strutture in pianta sarà tale che la distanza di interasse tra le strutture è pari a 9,00 m.

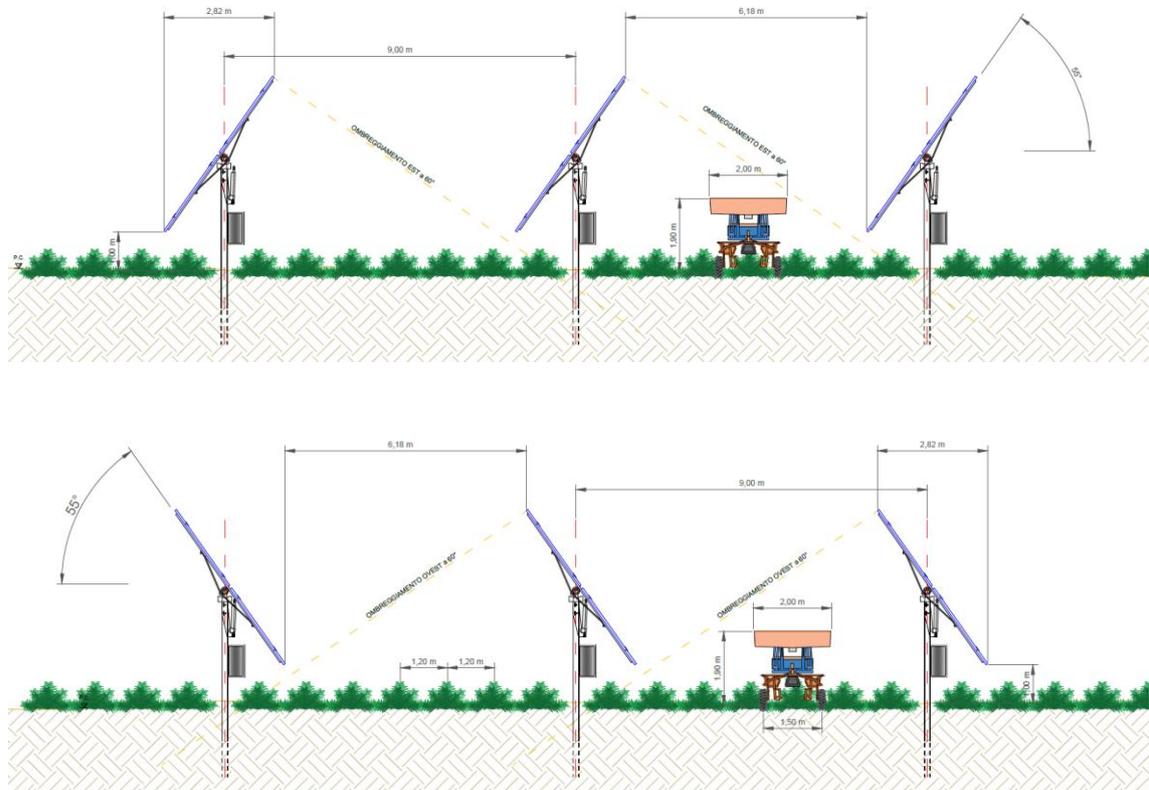


Figura 13-8 - Dettaglio sezione trasversale delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici con rotazione $\pm 55^\circ$

L'altezza delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici da terra è di 3,00 m; in funzione dell'angolo di inclinazione dei moduli fotovoltaici si hanno altezze variabili tra 1,00 m e 5,00 m circa rispetto al terreno. Altezze che permettono il passaggio agevole delle macchine agricole all'interno dell'area recintata (come mostrano i dettagli riportati).

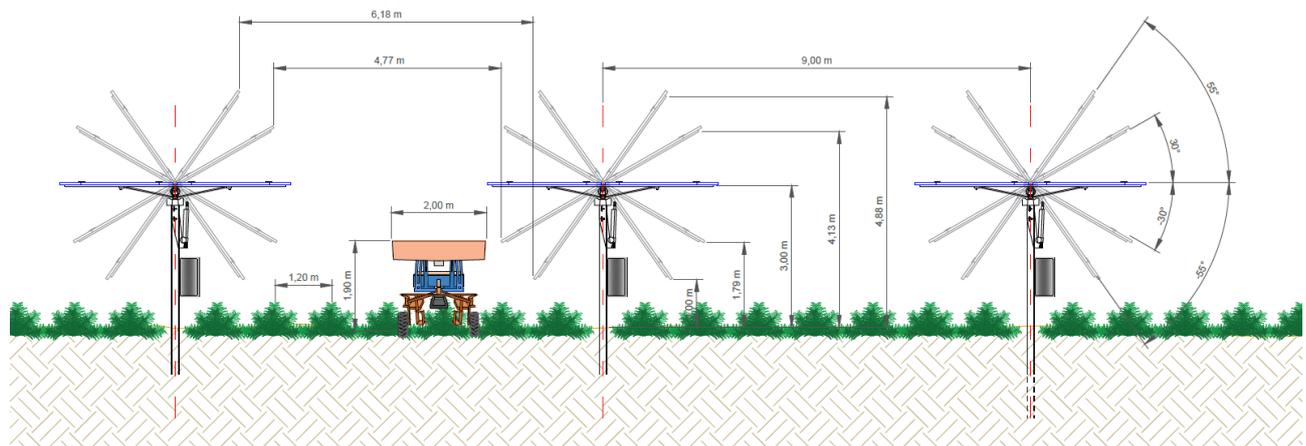


Figura 13-9 - Dettaglio sezione trasversale delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici

Per maggiori approfondimenti si rimanda al layout di ciascun sotto impianto nel quale è possibile analizzare l'ubicazione delle aree destinate alle colture agro-alimentari tipiche del territorio (tavole da T13.1 a T13.5).

Diversi studi hanno dimostrato come gli impianti solari possano convivere con l'agricoltura e addirittura i due sistemi possono ottenere benefici reciproci da tale convivenza. Per fare un esempio, la presenza dei pannelli consentirebbe un cospicuo risparmio idrico per l'irrigazione, diminuendo l'evaporazione di acqua dalle foglie e mantenendo il terreno umido.

Le piante, dal canto loro, aiuterebbero a ridurre la temperatura degli impianti, migliorandone l'efficienza durante i mesi estivi.

14. Interventi di mitigazione

Il progetto definitivo prevede, come opera di mitigazione degli impatti per un inserimento “armonioso” del parco fotovoltaico nel paesaggio circostante, la realizzazione di una fascia arbustiva perimetrale. Tale fascia, larga 5 m, lunga tutto il perimetro del parco, sarà debitamente lavorata e oggetto di piantumazione specifica. Le opere a verde previste nell’ambito del presente progetto utilizzeranno specie vegetali autoctone in modo da ottenere una più veloce rinaturalizzazione delle aree interessate dai lavori. Il progetto prevedrà la realizzazione di una recinzione che gira attorno al perimetro del parco fotovoltaico: su tale recinzione, a distanza di 50 cm dalla stessa, verrà posizionata una siepe per tutta la sua lunghezza ad esclusione delle situazioni in cui sono già presenti filari di alberi a confine che verranno lasciati allo stato attuale.

Per ciò che concerne la siepe “arbustiva”, verranno collocate in opera delle piante altamente resistenti alle condizioni pedo-climatiche del sito che nell’arco di pochi anni andranno a costituire una siepe vera e propria. L’arbusto verrà fatto crescere fino al raggiungimento dell’altezza prefissata che corrisponderà al limite della recinzione. La siepe percorrerà tutto il perimetro del parco fotovoltaico, ad esclusione delle zone in cui sono già presenti filari di alberi al confine che verranno lasciati allo stato attuale, sarà lunga diversi km e occuperà una superficie di 4.57 ha. Le piante, ben formate e rivestite dal colletto all’apice vegetativo, saranno fornite in vaso 20 e avranno un’altezza da 0,60 a 0,80 m, e verranno distanziate tra loro 50 cm (3 piante per ogni metro lineare).

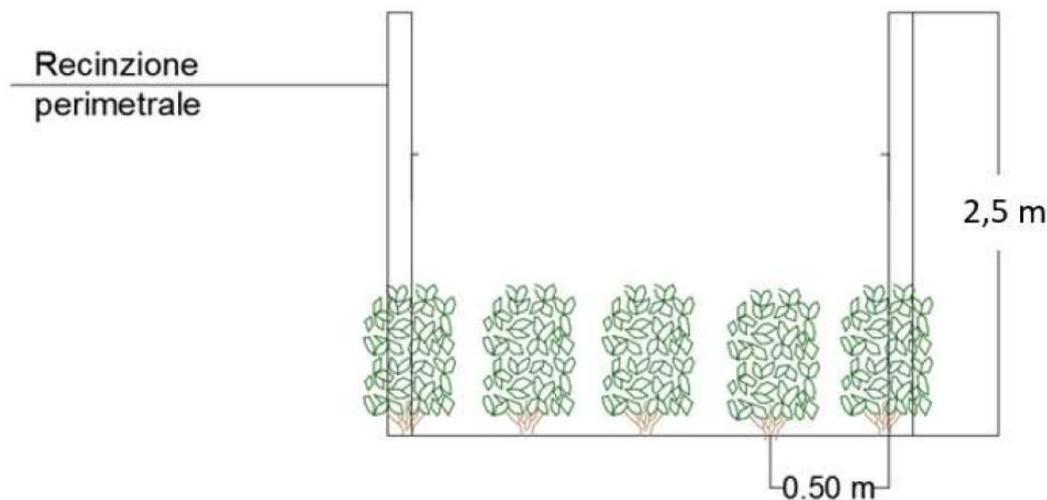


Figura 14-1 - Dettaglio siepe perimetrale

Gli arbusti che verranno impiegati per la realizzazione della siepe perimetrale saranno la *Phyllirea spp.* e lo *Spartium junceum*. Sono piante legnose, sempreverdi, caratterizzate da un portamento arbustivo, di altezza variabile tra 1-5 m. Sono piante presenti all’interno del Piano Forestale

Regionale del Puglia, all'interno dell'associazione che prevede elementi vegetali a prevalenza roverella.

La progettazione delle opere a verde per la mitigazione dell'opera ha considerato tra gli obiettivi principali quello di migliorare quelle parti di territorio che saranno necessariamente modificate dall'opera e dalle operazioni che si renderanno indispensabili per la sua realizzazione. Pertanto, in considerazione di tali obiettivi, si è tenuto in debito conto sia dei condizionamenti di natura tecnica determinati dalle caratteristiche progettuali sia dell'ambiente in cui tale opera si va ad inserire, riconoscendone i caratteri naturali e la capacità di trasformazione. Nel valutare le conseguenze delle opere sulle specie e sugli habitat occorre premettere due importanti considerazioni. In primo luogo, non esistono presenze di interesse conservazionistico la cui distribuzione sia limitata ad un'area ristretta, tale che l'installazione di un parco fotovoltaico possa comprometterne un ottimale stato di conservazione. Il secondo aspetto da tenere in considerazione è l'assenza di aspetti vegetazionali rari o di particolare interesse fitogeografico e/o conservazionistico, così come mancano le formazioni realmente caratterizzate da un elevato livello di naturalità. Non si prevede, pertanto, alcuna ricaduta sugli ambienti e sulle formazioni vegetali circostanti, potendosi escludere, tra le altre cose, effetti significativi dovuti alla produzione di polveri, all'emissione di gas di scarico o al movimento di terra.

Agli impianti fotovoltaici, da realizzare in zone classificate "E agricole" dallo strumento urbanistico comunale vigente, si applica il Regolamento allegato alla delibera n. 68/16, la cui finalità è quella di disciplinare la realizzazione e gestione degli impianti mediante l'utilizzazione di criteri e sistemi idonei a garantire la tutela dell'ambiente naturale e del paesaggio e a non pregiudicare il mantenimento e lo sviluppo delle attività agricole e delle attività agrituristiche sul territorio provinciale. Il regolamento si propone altresì l'obiettivo di fornire indirizzi operativi per la indicazione delle misure più idonee a minimizzare o eliminare gli impatti negativi determinati dalla realizzazione di detti impianti.

Nel Regolamento allegato alla delibera n. 68/16 - art. 4 "mitigazione dell'impatto ambientale e paesaggistico", vengono indicate percentuali massime di copertura del terreno da parte delle vele fotovoltaiche (calcolate come proiezione ortogonale al terreno della superficie specchiante, cioè della superficie dei moduli fotovoltaici) rispetto all'area totale d'intervento e, come misura compensativa alla sottrazione di aree destinate ad uso agricolo, tale percentuale è indicata nella misura del 30%.

Alla luce delle direttive di questo regolamento, sono ritenuti prioritari gli impianti fotovoltaici che assicurano la compatibilità con la continuità delle attività agricole e un basso rapporto tra superficie

occupata dalle strutture di supporto e l'area agricola asservita all'intervento e da mantenere per le produzioni agricole. La proposta in esame tiene conto dell'associazione tra la tecnologia fotovoltaica (13,47 ha occupati) e coltivazione del terreno agrario con una rotazione colturale che prevede l'alternanza di colture miglioratrici, depauperatrici e da rinnovo secondo lo schema meglio specificato nello Studio Agronomico. In particolare, è prevista una mitigazione perimetrale pari a 4,57 ha, un imboscamento complessivo (aree interne ed esterne) pari a 13,79 ha ed una superficie oggetto di coltivazione pari a 40,61 ha calcolata considerando l'area recintata ed escludendo le opere accessorie (strade e locali) e le opere destinate all'imboscamento interno.

In merito alle opere di imboscamento si fa presente la delibera n.34 del 15.10.2019 al punto k) richiede quale ulteriore misura compensativa per impianti di questo tipo, interventi di rimboscamento/imboscamento su superfici che rappresentano un'area pari al 25% di quella destinata all'impianto fotovoltaico da realizzare. L'area recintata ha una superficie di 43,79 ha e, pertanto, le aree indicate per il rimboscamento superano la quota del 25% (31,48%).

15. Misure compensative

La Provincia di Brindisi, nell'ottica di salvaguardare il patrimonio naturale e ambientale del proprio territorio, nella Delibera di Consiglio Provinciale N.34 del 15/10/2019 *“Indirizzi organizzativi e procedurali per lo svolgimento delle procedure di VIA di progetti per la realizzazione di impianti eolici e fotovoltaici”* riporta le misure di mitigazione e compensazione degli impatti previste nei progetti:

- a) la necessità di prevedere barriere verdi per schermare la visibilità dell'impianto, da realizzarsi con essenze arboree o arbustive autoctone tipiche della vegetazione mediterranea, tenendo conto delle visuali panoramiche, paesaggistiche e della visibilità da strade e da ogni altro spazio pubblico, nonché della vicinanza ad edifici di interesse storico, artistico e culturale (masserie, case coloniche, trulli, ecc.);
- b) la necessità di prevedere aperture nelle recinzioni che consentano la veicolazione della piccola/media fauna;
- c) il divieto di realizzazione di opere fisse al suolo non facilmente rimuovibili al termine dell'esercizio dell'impianto;
- d) la previsione di strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici costituite preferibilmente da semplici zavorre in cemento appoggiate al terreno, oppure da pali in acciaio infissi nel suolo, onde evitare la realizzazione di opere di difficile rimozione, e mantenere il più integro possibile lo stato dei terreni;
- e) il divieto di alterare la naturale pendenza dei terreni e l'assetto idrogeologico dei suoli, attraverso il livellamento o l'apporto di materiali sciolti di tipo tufaceo, calcareo o altro, al fine di evitare la trasformazione irreversibile dello stato naturale ed idrogeologico del suolo; tali riporti potrebbero essere previsti esclusivamente alle aree asservite a vani tecnici;
- f) la previsione di infrastrutture (cabine elettriche), viabilità e accessi dimensionati in maniera strettamente indispensabile alla costruzione e all'esercizio dell'impianto;
- g) l'obbligo di sfalciare meccanicamente e, comunque, senza l'utilizzo di diserbanti la vegetazione insistente sul suolo dell'impianto;
- h) l'obbligo che l'eventuale lavaggio dei pannelli fotovoltaici avvenga senza l'uso di detergenti o di altre sostanze chimiche al suolo e senza il consumo di risorse idriche destinate al consumo umano;
- i) la predisposizione di un sistema di regimazione delle acque meteoriche cadute sull'area di cantiere e degli accorgimenti atti a evitare il dilavamento della superficie del cantiere da parte di acque superficiali provenienti da monte;

- j) la previsione di un ripristino morfologico al termine dei lavori di installazione degli impianti, attraverso la stabilizzazione e l'inerbimento di tutte le aree interessate da movimento di terra, oltre che il ripristino della viabilità pubblica e privata utilizzata ed eventualmente danneggiata in seguito alle lavorazioni;
- k) quale misura per compensare gli impatti negativi relativi agli aspetti paesaggistici, visivi e alla perdita di habitat naturali, il progetto deve prevedere la realizzazione di un intervento di rimboschimento, su terreni nella disponibilità del proponente, definito compiutamente mediante specifica progettazione e descrizione delle operazioni colturali da assicurare per il periodo almeno pari a quello di vita dell'impianto, da realizzare con biotipo "bosco mediterraneo" per una estensione non inferiore al 25% della superficie totale del lotto d'intervento, in relazione alla realizzazione di impianti fotovoltaici mentre di estensione pari a 0,25 ettari per MW di potenza installata nel caso di impianti eolici; sono ammessi interventi di rimboschimento su terreni di proprietà di enti pubblici fermo restando in capo alla società proponente ogni onere in relazione alla gestione e tenuta del bosco medesimo; la disponibilità all'utilizzo di terreni di proprietà di enti pubblici va dimostrata per mezzo di atti scritti quali convenzioni, accordi e/o ogni atto giuridicamente rilevante in tal senso; quale misura di mitigazione rispetto al consumo di suolo sarà valutata l'efficienza produttiva degli impianti: in particolare nel caso di impianti fotovoltaici dovranno essere privilegiate le tecnologie che, a parità di energia prodotta, prevedano una minore superficie occupata ovvero i progetti di ammodernamento degli impianti esistenti finalizzati a potenziarne la produttività, a parità di superficie occupata.

Tabella 15-1 - Riepilogo misure di mitigazione e compensative degli impatti

| <i>misure di mitigazione e compensazione degli impatti</i> | |
|--|---|
| a | barriere verdi |
| b | aperture nelle recinzioni per la piccola fauna |
| c | divieto di realizzare opere fisse al suolo non facilmente removibili |
| d | strutture di sostegno con semplici zavorre in cemento poggiate nel terreno o pali infissi nel suolo |
| e | divieto di alterare pendenza e assetto idrogeologico (no livellamento e materiali sciolti, solo per vani tecnici) |
| f | infrastrutture, viabilità e accessi dimensionati in modo regionato e indispensabile |
| g | sfalcatura meccanica e non con diserbanti |
| h | no detergenti e sostanze chimiche per il lavaggio pannelli e no uso acqua destinata al consumo umano |
| i | sistema di regimazione delle acque meteoriche, sistemi per evitare il dilavamento della superficie del cantiere |
| j | ripristino morfologico (stabilizzazione e inerbimento), ripristino viabilità pubblica e privata (eventualmente danneggiata) |
| k | prevedere un intervento di rimboschimento (su terreni del proponente) per il periodo almeno pari a quello dell'impianto (bosco mediterraneo) con estensione non inferiore al 25% della superficie del lotto di intervento; permessa opera di rimboschimento su terreni pubblici (con oneri di gestione a carico del proponente); sarà valutata l'efficienza produttiva dell'impianto (valutati positivamente gli impianti che producono di più occupando meno superficie, anche progetti di ammodernamento di vecchi impianti). |

Le misure compensative sopraelencate sono state tutte prese in considerazione e rispettate, si rimanda agli elaborati specifici allegati al progetto.

In particolare, nel rispetto delle misure di mitigazione e compensazione degli impatti

individuata dalla delibera di consiglio provinciale N. 34 del 15.10.2019, per il progetto FV-Pinicelle sono state previste le seguenti opere:

- la realizzazione di una fascia arbustiva perimetrale (sieve) come opera di mitigazione degli impatti per un inserimento “armonioso” del parco fotovoltaico nel paesaggio circostante;
- dei passaggi previsti lungo la recinzione perimetrale (ogni 100 m circa) nel rispetto della fauna presente nell’area; tali passaggi verranno periodicamente controllati garantendo che risultino esenti da ostruzioni che possano negare il passaggio per la piccola fauna;
- la fondazione (prefabbricata) dei locali per i quali verranno realizzate delle semplici basi in c.a.; in generale gli impianti fotovoltaici sono realizzati assemblando componenti prefabbricati, non necessitano di opera di fondazione e di conseguenza non vengono realizzati scavi profondi;
- per le strutture di sostegno dei pannelli non si prevedono opere di fondazione ma si utilizzano dei pali di fondazione infissi rendendo semplici le future operazioni di estrazione di questi dal terreno;
- la non necessità di alterare la naturale pendenza dei terreni e l’assetto idrogeologico dei suoli dal momento che il sito, in tutta la sua estensione, è regolarmente pianeggiante, condizione quest’ultima che garantisce la massima esposizione solare durante tutto l’arco della giornata;
- l’accessibilità, dal punto di vista viario, attraverso la Strada Provinciale SP 43 e le Strade Comunali 14, 50 e 69 è una situazione che facilita la fruizione dell’area d’impianto senza comportare alcuna modifica della viabilità esistente per la realizzazione e l’esercizio dell’impianto stesso; la viabilità interna al sito verrà realizzata in fase di cantiere e riguarderà solo il tracciamento di sentieri carrabili senza l’utilizzo di asfalto, con il solo impiego di terra stabilizzata;
- non sono previsti, nelle operazioni di cura del verde, l’utilizzo di diserbanti e, per quanto riguarda, le operazioni di manutenzione del verde, queste verranno condotte nel rispetto della pulizia delle aree limitrofe all’impianto agro-fotovoltaico con l’utilizzo ove possibile di procedure meccanizzate;
- non è previsto, per il lavaggio dei pannelli fotovoltaici, l’uso di detersivi o di altre sostanze chimiche in quanto, **sia in fase di realizzazione delle opere in progetto, sia in fase di esercizio dell’impianto, si eviterà ogni possibile sversamento sul terreno di sostanze inquinanti garantendo la protezione della falda acquifera da eventuali contaminazioni.** Il sistema di pulizia dei moduli fotovoltaici adottato evita l’uso di

sostanze chimiche o inquinanti in quanto si utilizza, ad esempio, acqua osmotizzata (priva di sali e ottenuta mediante il processo di osmosi inversa);

- la realizzazione di opere minori di regimazione idraulica superficiale quali canalette in terra;
- le operazioni di dismissione e del ripristino dello stato dei luoghi; in particolare la rimozione dei componenti dell'impianto, lo smaltimento dei materiali utilizzati, il ripristino dello stato del suolo agrario originario, anche mediante la pulizia e lo smaltimento di eventuali materiali residui;
- quale ulteriore misura compensativa, per quanto riguarda la richiesta di rimboschimento di un'area pari al 25% di quella destinata all'impianto da realizzare, per il progetto dell'impianto Agro-fotovoltaico FV-Pinicelle, l'area da destinare al rimboschimento sarà pari a circa 13.79.29 ha, ampiamente soddisfacente rispetto a quanto richiesto.

Si riporta di seguito in maniera tabellare il riepilogo delle percentuali di aree occupate per ciascuna destinazione rispetto al totale dell'area dell'impianto Agro-fotovoltaico FV-Pinicelle e, in particolare, le percentuali dell'area interessata dalle colture agro-alimentari tipiche del territorio previste, dell'area occupata dalle opere accessorie corrispondenti a locali tecnici e viabilità interna al sito e dell'area destinata all'imboschimento interno alla recinzione.

Tabella 15-2 - Riepilogo percentuali di aree occupate nell'impianto FV-Pinicelle

| Utilizzo area impianto Agro-fotovoltaico FV-Pinicelle in % | | |
|---|------|---|
| <i>coltivazione</i> | 92,7 | % |
| <i>opere accessorie</i> | 3,5 | % |
| <i>imboschimento interno alla recinzione</i> | 3,7 | % |
| <u><i>totale</i></u> | 100 | % |

16. Opere di imboscamento

Con il termine di imboscamento nel nostro caso si intende, in generale, la costituzione di una copertura forestale attraverso mezzi naturali (riproduzione gamica e agamica) o artificiali (piantagione, semina).

L'attività di imboscamento che si propone, ubicata in aree limitrofe al parco fotovoltaico e identificate nelle planimetrie di progetto, sarà finalizzata alla costituzione di un soprassuolo di alta qualità per la creazione "ex-novo" di un sistema boschivo naturale che nel corso degli anni diverrà autosufficiente.

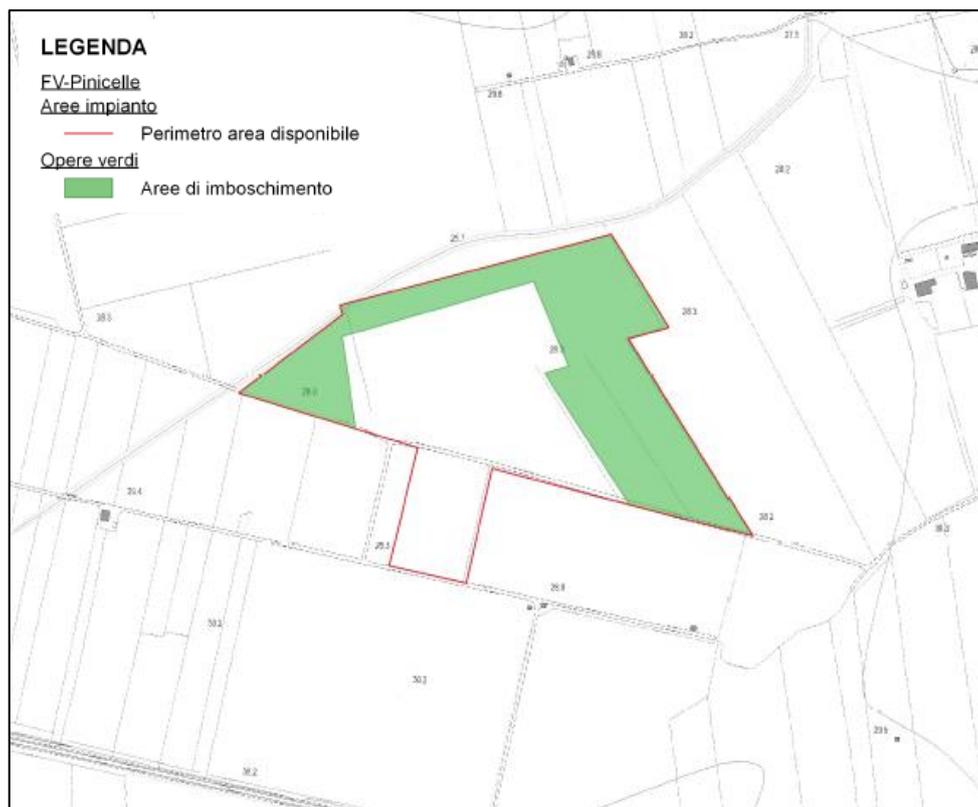
Complessivamente le opere di imboscamento (o riforestazione) interesseranno le aree indicate nelle planimetrie di progetto.

A corollario del lavoro di analisi delle vocazionalità territoriale e delle priorità individuate nel territorio in esame, partendo dalla ricca diversità di specie arboree forestali, l'analisi ha riguardato la scelta di elementi vegetale in funzione del loro possibile impiego (rimboschimento e/o arboricoltura da legno) per ciascuna delle aree determinate. Sostanzialmente la scelta delle specie è ricaduta fra quelle appartenenti alla vegetazione autoctona rinvenibile in tali aree. Le specie più rappresentate di cui si propone l'utilizzo all'interno delle aree di progetto sono quelle più plastiche e con maggiore adattabilità ai diversi ambienti pugliesi ed in particolare nelle zone interessate al parco fotovoltaico. Le conifere proposte per l'utilizzo mostrano elevate frequenze d'impiego. Fra le latifoglie le frequenze più elevate si riscontrano per le specie quali *Quercus suber*, *Q. macrolepis*, ecc... Come per le arboree, le specie arbustive più plastiche da un punto di vista ecologico (*Crataegus monogyna*, il Prugnolo (*Prunus spinosa* spp.), la Piracanta (*Cratecus piracanta* spp.) e il Ginepro (*Juniperus* spp.) presentano le maggiori frequenze d'impiego nelle diverse aree.

La costituzione delle coperture forestali favorirà un recupero, in tempi relativamente brevi, della funzionalità ecologica del territorio, alterata o perduta in seguito ai processi di degrado di vario tipo. In zone aride e/o semi-aride come quelle in esame, seppure la copertura arborea non abbia influenze tali da trasformare il clima generale di una regione, potrà comunque determinare influenze mitigatrici sul clima di zone limitate e vicine, ad esempio attraverso l'azione di contrasto nei confronti dei venti e la riduzione della perdita di umidità del suolo per evaporazione diretta (desertificazione) e per la traspirazione delle essenze vegetali. L'obiettivo selvicolturale sarà finalizzato alla creazione di diversi "polmoni verdi", in differenti area ubicate in aree prospicienti il parco agrovoltaico.

Si vedano a seguire i dettagli su CTR delle aree interessate dalle opere di imboscamento e le

relative tabelle riepilogative riportanti le particelle catastali interessate dall'intervento per singolo sotto-impianto.



| PIANO PARTICELLARE AREE DI RIMBOSCHIMENTO particelle nella disponibilità del proponente | | | |
|--|------------------|---------------|-------------------|
| <i>Comune</i> | <i>Provincia</i> | <i>Foglio</i> | <i>Particella</i> |
| Brindisi | BR | 42 | 60 |
| Brindisi | BR | 42 | 16 |
| Brindisi | BR | 42 | 17 |
| Brindisi | BR | 42 | 73 |
| Brindisi | BR | 42 | 74 |
| Brindisi | BR | 42 | 75 |
| Brindisi | BR | 42 | 76 |
| Brindisi | BR | 42 | 61 |
| Brindisi | BR | 42 | 62 |
| Brindisi | BR | 42 | 421 |

Figura 16-1 – Inquadramento su CTR dell'area di imboscamento prevista nel sotto-impianto FV- Restinco e riferimenti catastali

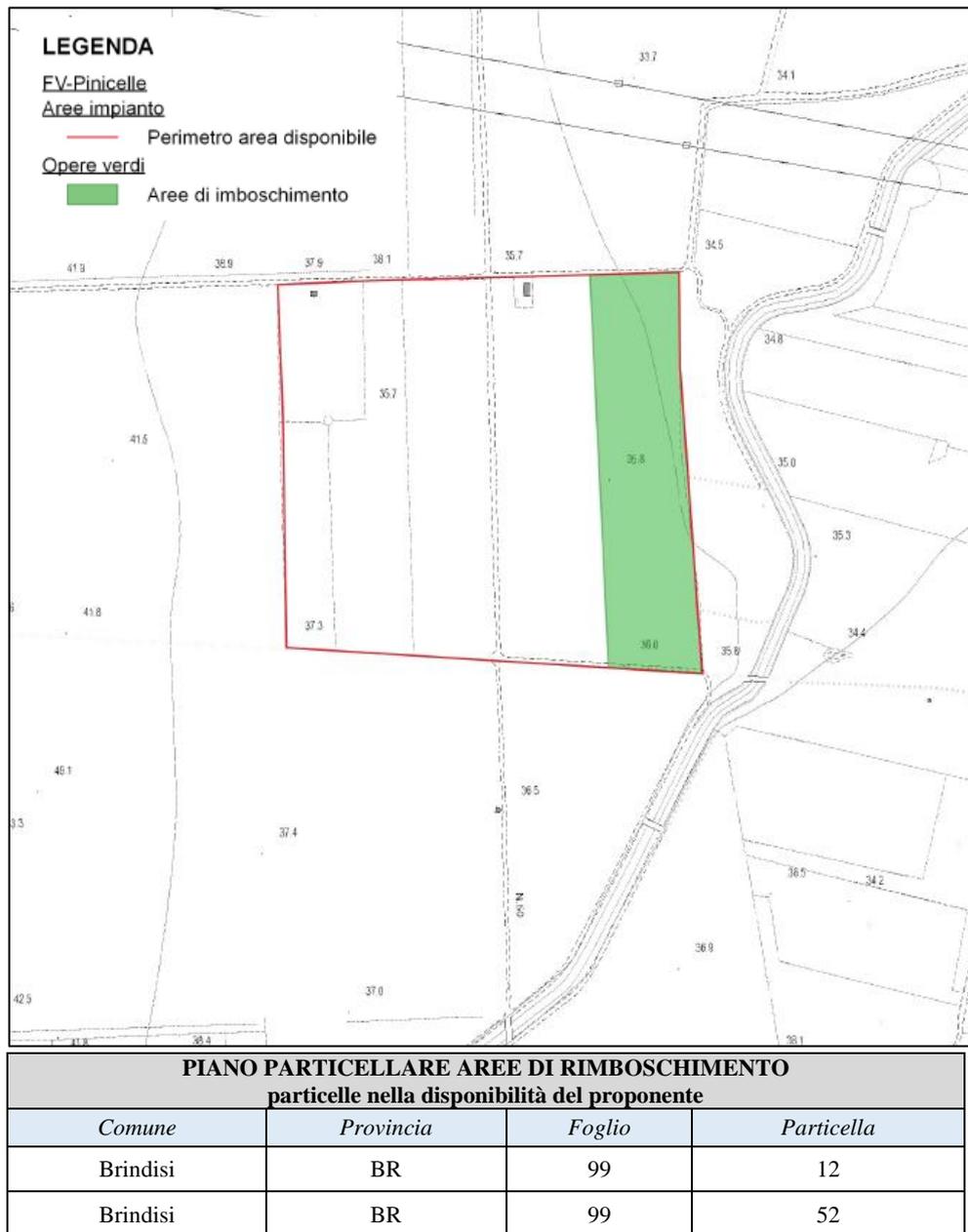
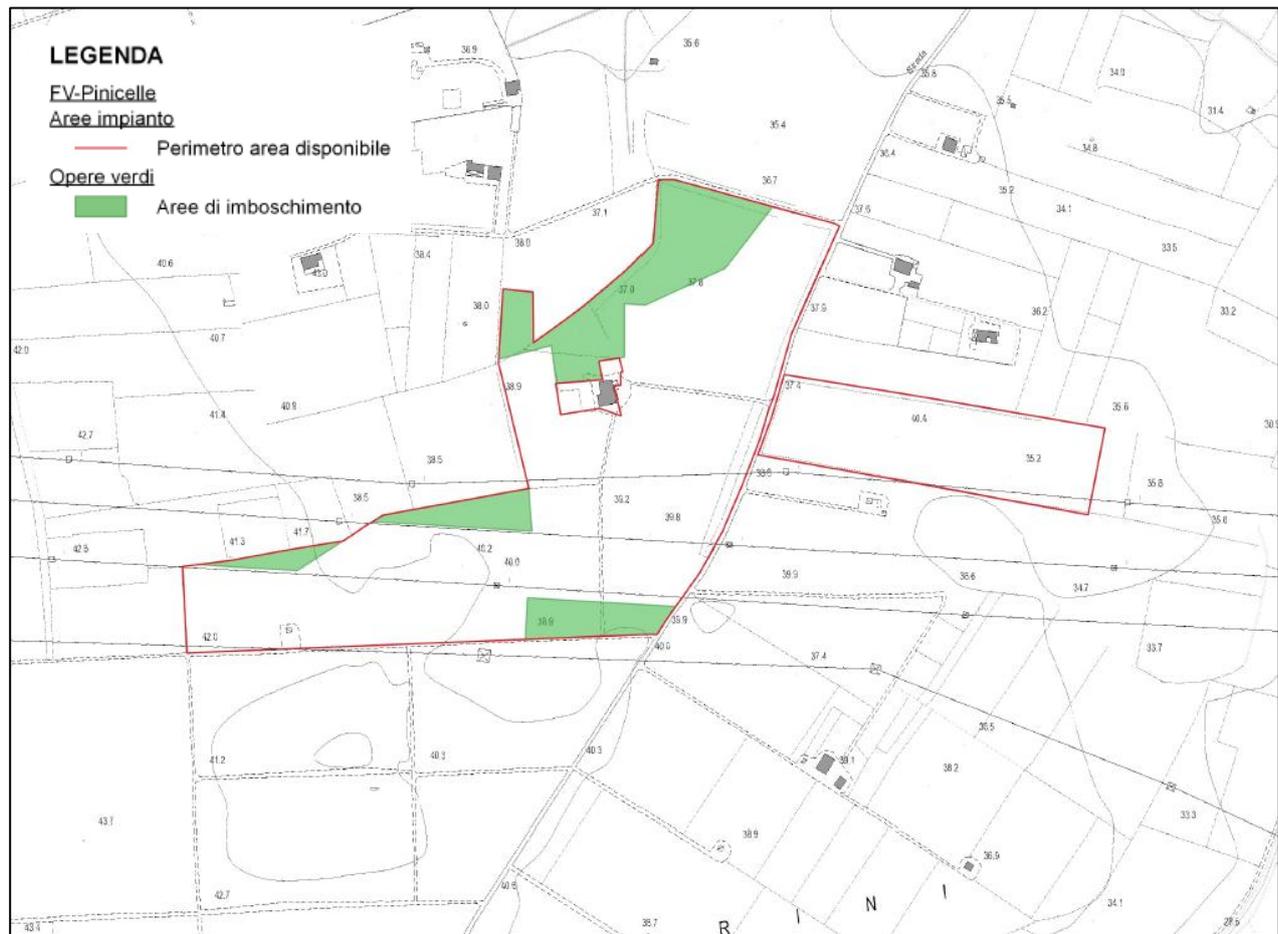


Figura 16-3 – Inquadramento su CTR dell'area di imboscamento prevista nel sotto-impianto FV- Masciullo e riferimenti catastali



| PIANO PARTICELLARE AREE DI RIMBOSCHIMENTO particelle nella disponibilità del proponente | | | |
|--|------------------|---------------|-------------------|
| <i>Comune</i> | <i>Provincia</i> | <i>Foglio</i> | <i>Particella</i> |
| Brindisi | BR | 108 | 109 |
| Brindisi | BR | 108 | 110 |
| Brindisi | BR | 108 | 111 |
| Brindisi | BR | 133 | 24 |
| Brindisi | BR | 133 | 27 |
| Brindisi | BR | 133 | 270 |
| Brindisi | BR | 133 | 178 |
| Brindisi | BR | 133 | 179 |

Figura 16-4 – Inquadramento su CTR dell’area di imboscamento prevista nel sotto-impianto FV- La Gonnella riferimenti catastali

L'opera di imboscamento complessivo (aree interne ed esterne), nel rispetto della prescrizione che impone un'area non inferiore al 25% della superficie del lotto d'intervento, quest'ultima pari a 43,79 ha, risulta ricoprire una superficie pari a 13,79 ha distribuita nei vari appezzamenti che costituiranno il parco agrovoltaico.

L'attività di imboscamento che si propone, ubicata in aree limitrofe al parco fotovoltaico e identificate nelle planimetrie di progetto, sarà finalizzata alla costituzione di un soprassuolo di alta qualità per la creazione "ex-novo" di un sistema boschivo naturale che nel corso degli anni diverrà autosufficiente. Complessivamente le opere di imboscamento (o riforestazione) interesseranno le aree indicate nelle planimetrie di progetto.

L'opera di imboscamento complessiva (aree interne ed esterne), nel rispetto della prescrizione che impone un'area non inferiore al 25% della superficie del lotto d'intervento, quest'ultima pari a 43,79 ha, risulta ricoprire una superficie pari a 13,79 ha distribuita nei vari appezzamenti che costituiranno il parco agrovoltaico.

Per maggiori approfondimenti si rimanda agli elaborati specifici A5 – *Studio Agronomico* e A32 – *Relazione aree di Imboscamento*.

Per restituire una visione realistica dell'intervento di imboscamento sono stati realizzati dei fotoinserti dall'alto su ortofoto che si riportano di seguito.



Figura 16-5- Ortofoto dall'alto dell'area di imboschimento sotto-impianto FV-Restinco (stato attuale)



Figura 16-6 Ortofoto con fotoinserimento dall'alto dell'area di imboschimento sotto-impianto FV-Restinco (stato di progetto)

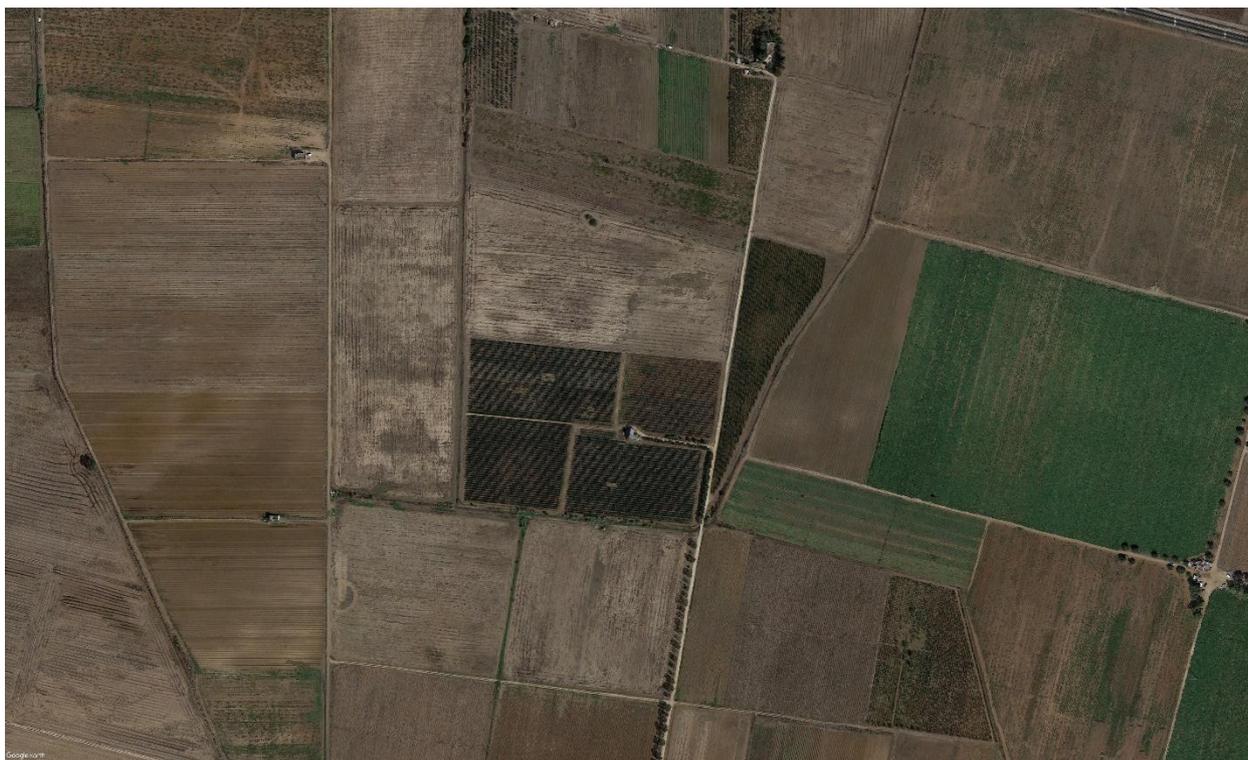


Figura 16-7- Ortofoto dall'alto dell'area di imboscamento sotto-impianto FV-Casignano (stato attuale)

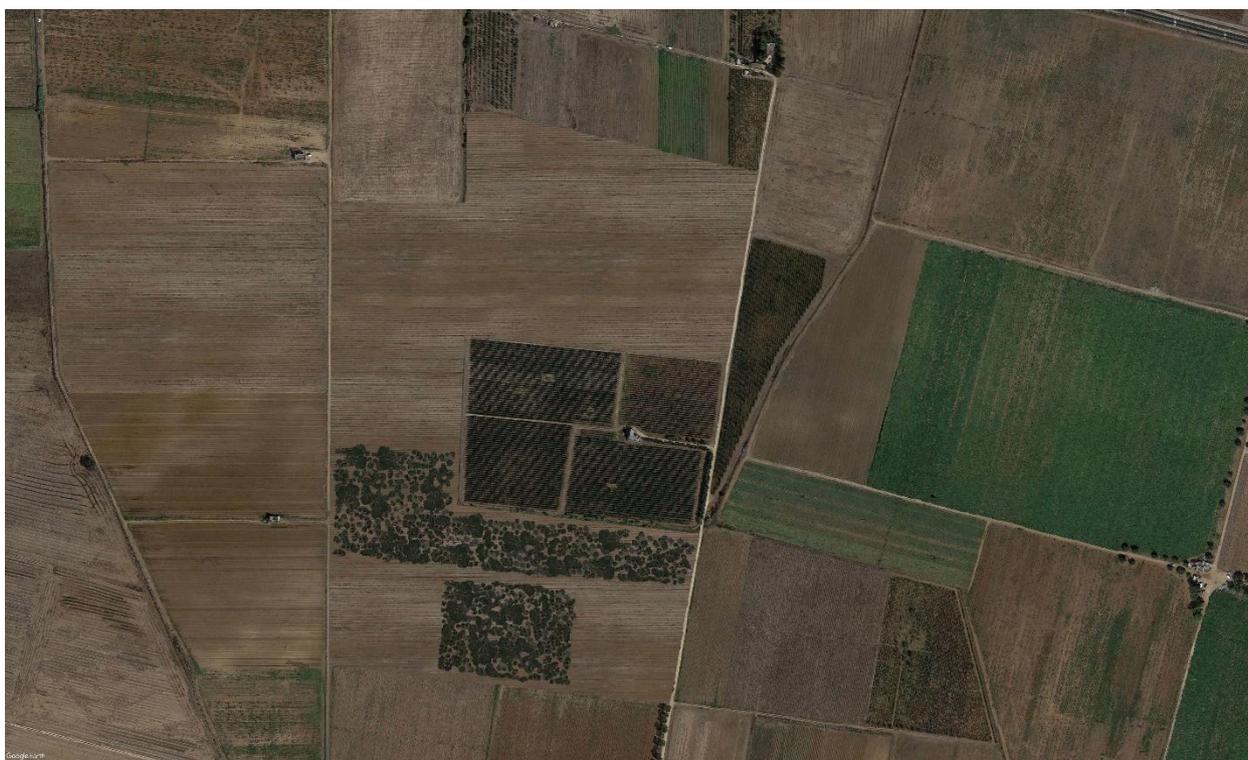


Figura 16-8 Ortofoto con fotoinseirimento dall'alto dell'area di imboscamento sotto-impianto FV-Casignano (stato di progetto)

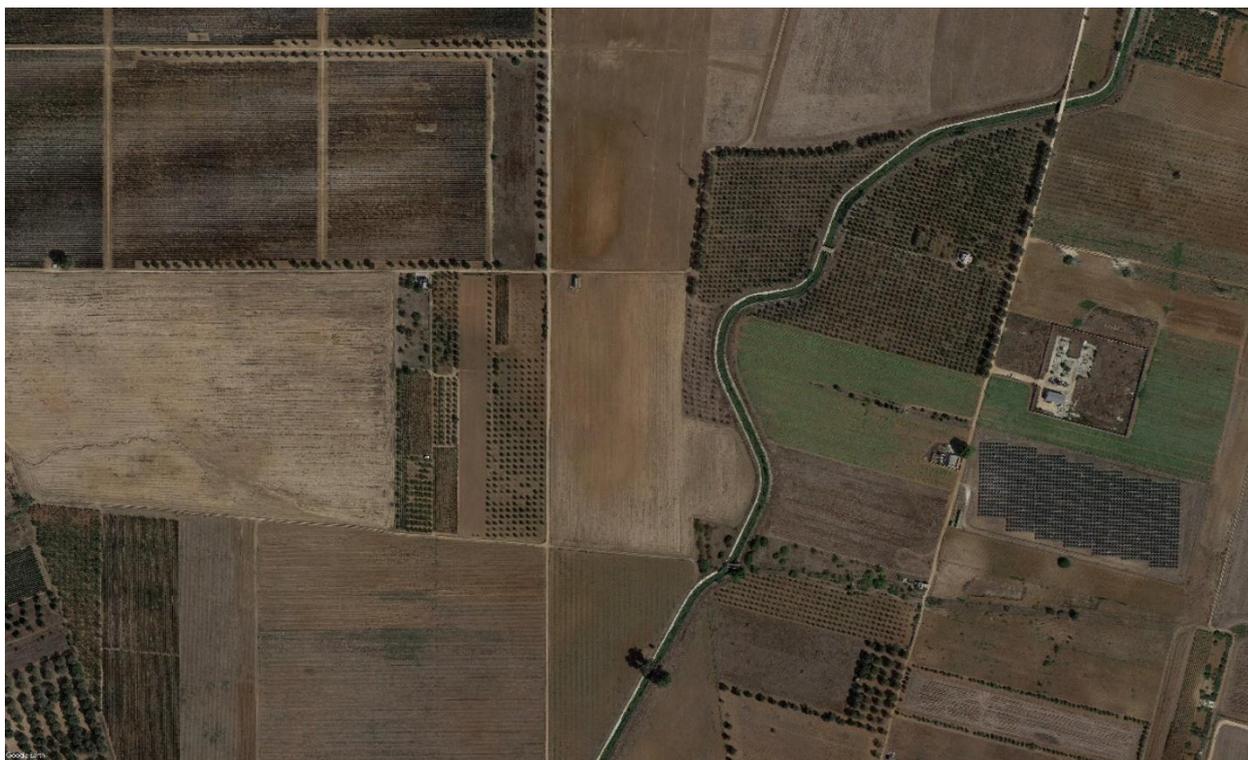


Figura 16-9 Ortofoto dall'alto dell'area di imboscimento sotto-impianto FV-Masciullo (stato attuale)

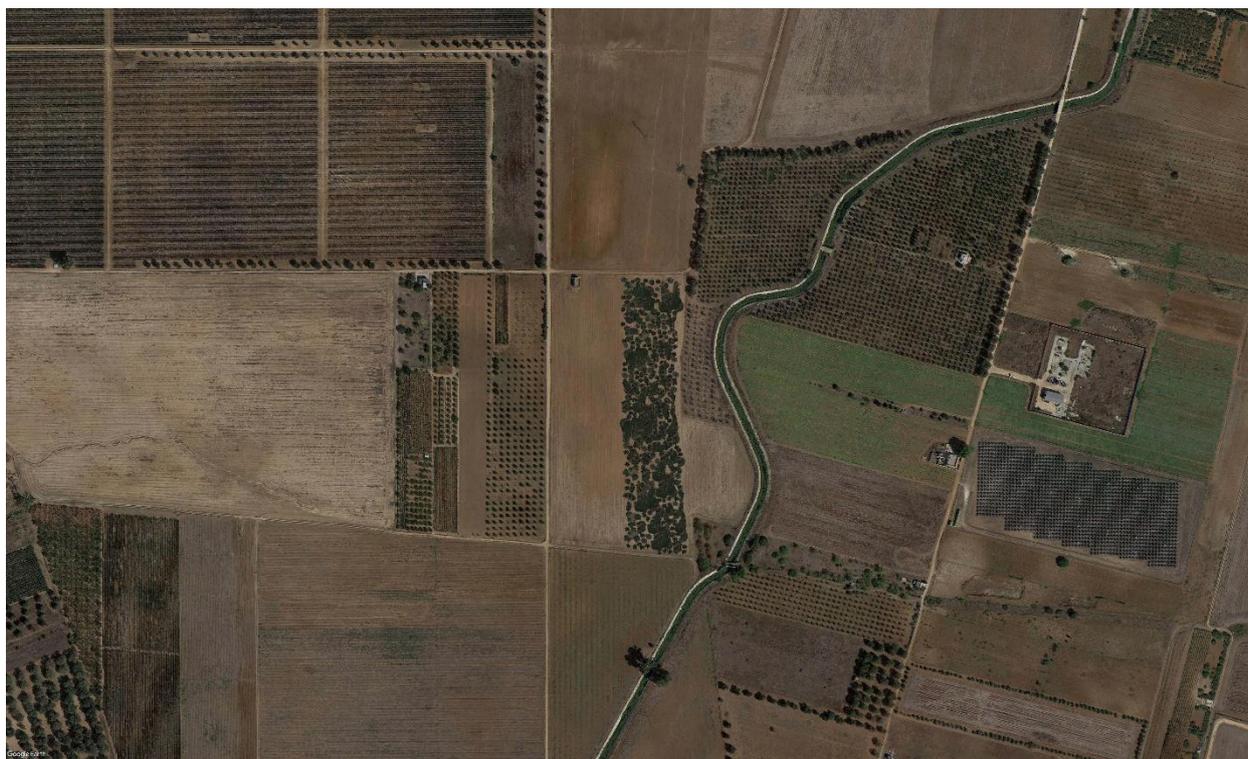


Figura 16-10 Ortofoto con fotoinserimento dall'alto dell'area di imboscimento sotto-impianto FV-Masciullo (stato di progetto)



Figura 16-11 Ortofoto dall'alto dell'area di imboscamento sotto-impianto FV-La Gonnella (stato attuale)



Figura 16-12 Ortofoto con fotoinserimento dall'alto dell'area di imboscamento sotto-impianto FV- La Gonnella (stato di progetto)

17. Viabilità esistente e di progetto

17.1 Modalità di arrivo all'impianto

Per la realizzazione e l'esercizio dell'impianto non sono previsti interventi strutturali sulla viabilità esterna al terreno, in quanto la viabilità esistente consente, senza alcun impatto, il trasporto di materiali e mezzi.

Il trasporto dei pannelli avverrà attenendosi scrupolosamente a tutte le indicazioni e procedure per i trasporti e nel rispetto di quanto previsto dal Nuovo Codice della Strada.

Il tragitto che gli automezzi seguiranno per raggiungere il sito nella fase realizzativa dell'impianto sarà accuratamente pianificato in modo da arrecare il minimo impatto sulla viabilità intercettata.

17.2 Accesso all'impianto e viabilità interna

La viabilità interna al sito verrà invece realizzata in fase di cantiere, tale viabilità riguarderà solo il tracciamento di sentieri carrabili senza l'utilizzo di alcun caso di asfalto, con la sola posa di terra stabilizzata. Come già anticipato, internamente ai siti, verranno, inoltre, tracciate delle stradine di servizio che fungeranno anche da traccia per lo scavo delle trincee per l'interramento dei cavi.

In merito alle modalità di realizzazione delle opere di viabilità interna, al fine di ridurre le quantità di materiali di cava in ingresso sul suolo agricolo ed i volumi di terre e rocce provenienti dalle operazioni di scavo superficiale, si prevede di adoperare una soluzione con terra stabilizzata.

La terra stabilizzata rappresenta un'ottima soluzione per la realizzazione di strade ecologiche in contesti naturali e in zone sottoposte a vincoli ambientali e/o paesaggistici. La tecnologia adoperata permette di trasformare superfici morbide in terra dura e solida perfettamente drenante e planare.

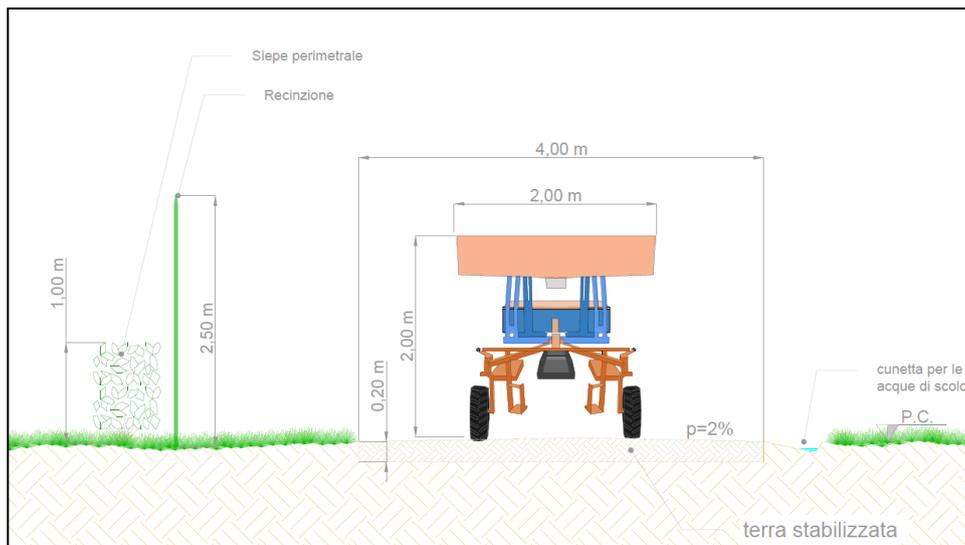


Figura 17-1 Dettaglio costruttivo delle strade per la viabilità interna al sito di installazione dell'impianto fotovoltaico

La terra stabilizzata è la soluzione più economica sul mercato per trasformare in brevissimo tempo e in maniera facile, il terreno del sito in una strada in terra solida e costipata, dall'aspetto estetico naturale e altamente performante, grazie all'utilizzo di un catalizzatore bioedile stabilizzante a base di sali inorganici complessi, il quale ha particolari funzioni detergenti, sanificanti, neutralizzanti e aggreganti per superfici in terra naturale stabilizzata.



Figura 17-2 Esempi di strade in terra stabilizzata

Per ciascuno sotto-impianto verrà predisposto un cancello di ingresso, arretrato di circa 3 metri rispetto al ciglio della strada di accesso per creare uno spazio di invito a forma rettangolare (lunghezza variabile tra 25 e 30 m) idoneo alla fermata dei mezzi e ad eventuali manovre.

17.3 Recinzione dell'intero lotto

I siti del parco agro-fotovoltaico avranno una recinzione costituita da paletti a T in acciaio zincato e una rete, anch'essa in acciaio zincato, a maglia romboidale. I paletti, alti 2,50 metri, saranno infissi per 15 cm nel terreno. L'interasse tra i paletti sarà di 1,20 metri. Come evidenziato dalle planimetrie allegate, internamente ai siti verranno tracciate delle stradine di servizio larghe 4,00 metri.

Lungo tutta la recinzione perimetrale, ogni 100 metri sarà garantito il passaggio della piccola fauna tramite un buco di dimensioni pari a 30 cm x 30 cm.

L'accesso alle aree del sito sarà garantito da un cancello a battente con un'apertura netta di 5,53 m, con posizionamento in prossimità della viabilità esistente.

In fase di realizzazione, essendo quasi tutti i materiali pre-assemblati, si avranno minimi scarti di cantiere che saranno in ogni caso conferiti a discariche autorizzate secondo la normativa vigente. A regime, durante la produzione di energia elettrica, non si avrà alcun rifiuto.

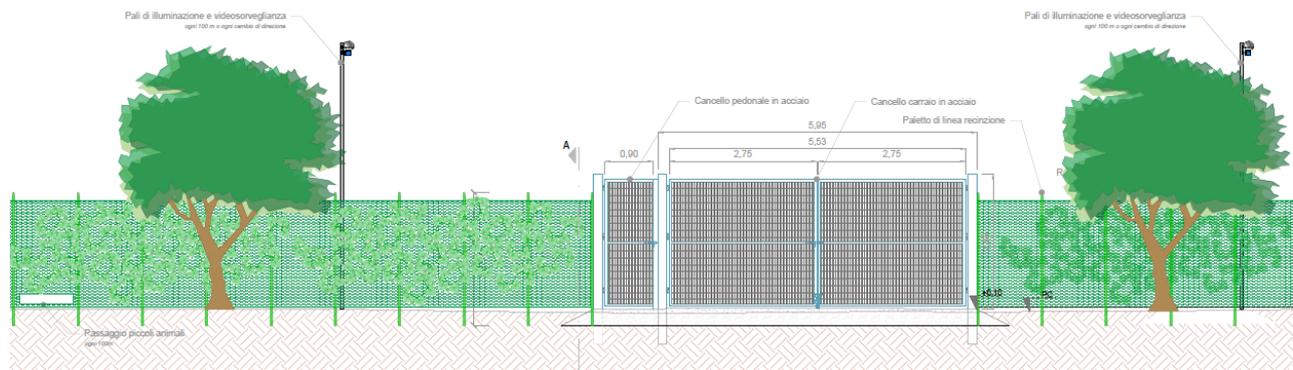


Figura 17-3 - Particolare ingresso impianto (Esempio)



Figura 17-4 - Particolare recinzione passaggio piccola fauna

18. Analisi delle ricadute sociali, occupazionali ed economiche

Si ritiene opportuno analizzare le principali interazioni del progetto in termini di ricadute sociali, occupazionali ed economiche, in relazione sia alla fase di realizzazione che alla fase di esercizio dell'opera.

18.1 Ricadute sociali

I principali benefici attesi, in termini di ricadute sociali, connessi con la realizzazione del parco agro-fotovoltaico, vengono di seguito evidenziati.

Si riscontrano inevitabilmente misure compensative a favore dell'amministrazione locale, che contando su una maggiore disponibilità economica, ha la possibilità di perseguire lo sviluppo di attività socialmente utili, anche legate alla sensibilizzazione nei riguardi dello sfruttamento delle energie alternative

La realizzazione dell'impianto permette di fatto una riqualificazione dell'area adiacente a quella interessata dall'intervento dal momento che, a seguito della posa in opera di cavi interrati lungo le strade comunali e/o provinciali, si provvede alla riasfaltatura delle strade oggetto dell'intervento.

Per quanto concerne gli aspetti legati ai possibili risvolti socioculturali derivanti dagli interventi in progetto, nell'ottica di aumentare la consapevolezza sulla necessità delle energie alternative, la Società organizzerà iniziative dedicate alla diffusione ed informazione circa la produzione di energia da fonte rinnovabili, attraverso ad esempio:

- visite didattiche nel parco agro-fotovoltaico aperte alle scuole ed università;
- campagne di informazione e sensibilizzazione in materie di energie rinnovabili;
- attività di formazione dedicate al tema delle energie rinnovabili aperte alla popolazione.

18.2 Ricadute occupazionali ed economiche

La realizzazione del progetto in esame favorisce inevitabilmente la creazione di nuove opportunità e posti di lavoro qualificato in loco, generando competenze che possono essere eventualmente valorizzate e riutilizzate altrove.

La nascita o l'aumento di manodopera specializzata determina dunque un apporto di risorse economiche nell'area. La realizzazione del parco agro-fotovoltaico e delle relative opere di connessione coinvolge, già dalle sue primissime fasi, un numero davvero rilevante di persone, occorrono infatti:

- tecnici qualificati (agronomi, geologi, consulenti locali) per la progettazione dell'impianto e per la preparazione della documentazione da presentare agli enti competenti;
- personale specializzato per l'installazione delle strutture e dei moduli;
- personale specializzato per la posa cavi;
- personale specializzato per l'installazione delle apparecchiature elettromeccaniche;
- personale specializzato per il trasporto dei materiali;
- personale specializzato per la realizzazione delle opere civili;
- personale specializzato per l'avvio dell'impianto;
- personale specializzato per la preparazione delle aree per l'attività agricola;
- ecc.

In fase di esercizio, le esigenze di funzionamento e manutenzione del parco agro-fotovoltaico contribuiscono alla creazione di altri posti di lavoro ad elevata specializzazione, essendo necessarie figure quali:

- tecnici specializzati nel monitoraggio e controllo delle performance d'impianto;
- responsabili delle manutenzioni periodiche su strutture metalliche ed apparecchiature elettromeccaniche.

Anche se per mansioni non giornaliere ma comunque necessarie e periodiche vanno poi considerati i posti di lavoro legati a:

- personale tecnico che sarà impiegato per il lavaggio dei moduli fotovoltaici;
- lavoratori agricoli impiegati nelle attività di coltivazione e raccolta delle piante autoctone e/o storicizzate impiantate lungo la fascia arborea perimetrale.

Il personale impiegato in questo caso sarà regolarmente chiamato a svolgere la sua mansione per tutta la vita utile dell'impianto, stimata in circa 25 anni.

Le attività di lavoro indirette saranno svolte prevalentemente ricorrendo ad aziende e a manodopera locale, per quanto compatibile con i necessari requisiti, generando così ricadute positive sull'economia locale. Ad esempio, è intenzione della Società non gestire direttamente le attività di coltivazione, ma affidarle ad un'impresa agricola locale. Questo porterà alla creazione di specifiche professionalità sul territorio, che a loro volta porteranno ad uno sviluppo tecnico delle aziende locali operanti in questo settore. Tali professionalità potranno poi essere spese in altri progetti, che quindi genereranno a loro volta nuove opportunità occupazionali, generando di fatto una ricaduta positiva a livello economico locale e non solo.

19. Elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze. Pareri, nulla osta.

Ai fini della realizzazione dell'impianto e dell'esercizio dell'opera sono richieste determinate autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi comunque denominati che rilasciati dagli enti competenti. Di seguito si riporta un elenco, non esaustivo, degli Enti competenti e soggetti gestori delle reti infrastrutturali preposti al rilascio delle suddette autorizzazioni.

Tabella 19-2 - Elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze. Pareri, nulla osta

| Autorità competente | Autorizzazione/Parere |
|--|---|
| Provincia di Brindisi - Ambiente | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Dipartimento Sviluppo Economico, Innovazione, Istruzione, Formazione e Lavoro - Sezione Infrastrutture Energetiche e Digitali | Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs. 387/2003 con dichiarazione di vincolo preordinato all'esproprio e pubblica utilità |
| Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale - Sezione Coordinamento dei Servizi Territoriali - Servizio Territoriale TA-BR | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale - Sezione Gestione Sostenibile e Tutela delle Risorse Forestali e Naturali - Servizio Risorse Forestali | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale - Sezione Risorse Idriche | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Difesa del suolo e rischio sismico | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Autorizzazioni Ambientali | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Ciclo Rifiuti e Bonifiche - Servizio Attività Estrattive | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Ufficio Coordinamento Strutture Tecniche Provinciali struttura tecnica provinciale Brindisi | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Dipartimento Mobilità, Qualità urbana, Opere pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Lavori Pubblici - Servizio Gestione Opere Pubbliche | Parere Dichiarazione pubblica utilità e vincolo preordinato all'esproprio |
| Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Lavori Pubblici | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Tutela e Valorizzazione del Paesaggio | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Dipartimento risorse finanziarie e strumentali, personale e organizzazione - Servizio Demanio e Patrimonio - Servizio Amministrazione Beni del Demanio Armentizio, ONC e Riforma Fondiaria | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Dipartimento mobilità', qualità urbana, opere pubbliche, ecologia e paesaggio - Sezione Tutela e Valorizzazione del Paesaggio - Servizio Parchi e Tutela della Biodiversità | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Dipartimento mobilità', qualità urbana, opere pubbliche, ecologia e paesaggio - Sezione Urbanistica - Servizio Osservatorio Abusivismo e Usi Civici | parere/nulla osta/per conoscenza |

| | |
|---|----------------------------------|
| Acquedotto Pugliese S.p.A. | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Aeronautica Militare - Centro Informazioni Geotopografiche (C.I.G.A) | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Aeronautica Militare III Regione Aerea - Reparto Territorio e patrimonio | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Agenzia del Demanio – Direzione Regionale Puglia e Basilicata | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Agenzia delle Dogane - Ufficio delle Dogane di Brindisi | parere/nulla osta/per conoscenza |
| ARPA Puglia - Dipartimento Prov.le di Brindisi | parere/nulla osta/per conoscenza |
| ARPA Puglia | parere/nulla osta/per conoscenza |
| ASL Brindisi | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale Sede Puglia | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Comando Forze Operative Sud | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Comando Militare Esercito della Puglia | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Comando Provinciale Vigili del Fuoco di Brindisi | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Comune di Brindisi Servizio ambiente, paesaggio, tecnico e urbanistico | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Consorzio per la Bonifica dell'Arneo | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Direzione Regionale per i beni culturali e paesaggistici della Puglia | parere/nulla osta/per conoscenza |
| ENAC - Ente Nazionale per l'Aviazione Civile | parere/nulla osta/per conoscenza |
| ENAV - Ente Nazionale Assistenza al volo | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Marina Militare - Comando in Capo del Dipartimento Militare Marittimo del Sud | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Ministero della Difesa - Direzione Generale dei Lavori e del Demanio | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Ministero dello Sviluppo Economico Divisione IV U.N.M.I.G. | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Ministero per i Beni e le Attività Culturali Sovrintendenza per i Beni archeologici per la Puglia | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Ministero per i Beni e le Attività Culturali Sovrintendenza per i Beni Architettonici e Paesaggistici per le Province di Brindisi e Lecce | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Ministero Sviluppo Economico - Dipartimento per le Comunicazioni - Ispettorato Territoriale Puglia - Basilicata | parere/nulla osta/per conoscenza |

| | |
|---|----------------------------------|
| Provincia di Brindisi - Assetto Territorio | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Provincia di Brindisi – Viabilità | parere/nulla osta/per conoscenza |
| SNAM Rete Gas S.p.A. | parere/nulla osta/per conoscenza |
| E-Distribuzione S.p.A. | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Terna S.p.A. – Direzione Sviluppo Rete | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Anas S.p.A. | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Direzione Generale Territoriale del Sud – Sezione USTIF | parere/nulla osta/per conoscenza |
| TELECOM | parere/nulla osta/per conoscenza |
| Trans Adriatic Pipeline AG Italy, Ufficio Operativo | parere/nulla osta/per conoscenza |

20. Normativa di riferimento

20.1 Riferimenti normati di carattere generale

Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007: Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.

Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Legge n. 239 del 23-08-2004: "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia"

Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005: attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006: disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 115 del 30-05-2008: attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

Decreto Legislativo n. 56 del 29-03-2010: modifiche e integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 115.

Decreto del presidente della repubblica n. 59 del 02-04-2009: regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia.

Decreto Legislativo n. 26 del 2-02-2007: attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.

Decreto Legge n. 73 del 18-06-2007: testo coordinato del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73.

Decreto 2-03-2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Legge n. 99 del 23 luglio 2009: disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.

Legge 13 Agosto 2010, n. 129 (GU n. 192 del 18-8-2010): Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia.

Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi. (Art. 1-septies - Ulteriori disposizioni in materia di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili).

Decreto legislativo del 3 marzo 2011, n. 28: “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.

Decreto legge del 22 giugno 2012, n. 83: misure urgenti per la crescita del Paese.

Legge 11 agosto 2014, n. 116: conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, recante disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea. (GU Serie Generale n.192 del 20-8-2014 - Suppl. Ordinario n. 72).

Decreto Ministero dello sviluppo economico del 19 maggio 2015 (GU n.121 del 27-5-2015): approvazione del modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici.

Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 denominato “Norme in materia ambientale”, come modificato dal D. Lgs. n. 4/2008, D. Lgs. n. 128/2010;

Decreto Ministeriale 10 settembre 2010 “linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili” e sommi.

20.2 Riferimenti normativi generali in materia di sicurezza

D.Lgs. 81/2008: (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e succ. mod. e int.

DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

20.3 Riferimenti normativi generali del Ministero dell'interno – direzione centrale per la prevenzione e la sicurezza tecnica

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - DCPREV, prot.5158 - Edizione 2012.

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Nota DCPREV, prot.1324 - Edizione 2012.

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Chiarimenti alla Nota DCPREV, prot.1324

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici – Edizione 2012".

20.4 Quadro normativo regionale

L.R. n.11/2001“Norme sulla valutazione di impatto ambientale” essmmii;

L.R. n. 17 del 14 giugno 2007 ”Disposizioni concernenti la compatibilità ambientale e le procedure di valutazione” e ssmmii;

L.R. n. 31 del 21 ottobre 2008 “Norme in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale” e ss.mm.ii.;

L. R. n. 13 del 24 dicembre 2008 “Norme per l’Abitare Sostenibile” e ss.mm.ii.;

Regolamento Regionale n. 24 del 28 settembre 2005,– “Regolamento attuativo del Decreto del Ministero del Ministero per lo Sviluppo Economico 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”;

Regolamento Regionale n. 29 del 30 novembre 2012 – “ 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”.

20.5 Delibere della Giunta Regionale

Deliberazione della Giunta Regionale n. 131/2004, “Linee Guida per la Realizzazione di Impianti Eolici nella Regione Puglia”;

Delibera di Giunta Regionale n. 1471/2009 “Approvazione del Sistema di Certificazione di Sostenibilità degli edifici a destinazione residenziale ai sensi degli articoli 9 e 10 della legge regionale n. 13/2008 (“Norme per l’abitare sostenibile”);

Delibera di Giunta Regionale n. 2272/2009 “Certificazione di sostenibilità degli edifici a destinazione residenziale”: Procedure, Sistema di Accreditamento dei soggetti abilitati al rilascio, Rap- porto con la Certificazione Energetica e integrazione a tal fine del Sistema di Valutazione approvato con DGR 1471/2009 e relativi allegati;

Delibera di Giunta Regionale n. 923/2010 “Certificazione di sostenibilità degli edifici a destinazione residenziale ai sensi della Legge Regionale “Norme per l’abitare sostenibile” (art. 9 e 10, l.r. 13/2008): Specificazioni in merito alla delibera di Giunta Regionale n. 2272 del 2009;

Deliberazione della Giunta Regionale n. 3029/2010, “Approvazione della disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all’esercizio di impianti di produzione di energia elettrica”;

Deliberazione della Giunta Regionale n. 2084/2010 “BUONE PRATICHE PER LA PRODUZIONE DI PAESAGGIO: approvazione schema di protocollo di intesa tra la regione puglia, enti locali e società proponenti impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile”;

Deliberazione della Giunta Regionale n. 416/2011, Circolare n. 2/2011 “Indicazioni in merito alle procedure autorizzative e abilitative di impianti fotovoltaici collocati su edifici e manufatti in genere”;

Deliberazione della Giunta Regionale n. 2155/ 2011 “linee guida per il finanziamento di interventi di miglioramento della sostenibilità ambientale e delle prestazioni energetiche del patrimonio edilizio pubblico del settore terziario”.

20.6 Riferimento normativo della programmazione energetica

“Piano Energetico Ambientale Regionale” (DGR n.827 dell’08 giugno 2007);

L.R. n.25 del 24 settembre 2012 “Regolazione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili”.

20.7 Norme tecniche

20.7.1 Normativa fotovoltaica ed impianti elettrici

CEI 82-25: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI 82-25; V2: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI EN 60904-1(CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi

solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.

CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

CEI EN 61730-1 (CEI 82-27): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) – Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.

CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) – Parte 2: Prescrizioni per le prove.

CEI EN 62108 (82-30): moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

CEI EN 50380 (CEI 82-22): fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

CEI EN 50521 (CEI 82-31): connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove.

CEI EN 50522 (Classificazione CEI 99-3): Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.

CEI EN 61936-1 (Classificazione CEI 99-2): impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;

CEI 11-4 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”

CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo”

CEI EN 50524 (CEI 82-34): fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici.

CEI EN 50530 (CEI 82-35): rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

EN 62446 (CEI 82-38): grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.

CEI 20-91: cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

UNI/TR 11328-1: "Energia solare - Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia -
Parte 1: Valutazione dell'energia raggiante ricevuta".

CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.

CEI 0-16: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica"

CEI 0-21: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.

CEI EN 50438 (CT 311-1): prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.

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 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata

CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

CEI EN 60445 (CEI 16-2): principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.

CEI EN 60529 (CEI 70-1): gradi di protezione degli involucri (codice IP).

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso " = 16 A per fase).

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).

CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).

CEI EN 50470-1 (CEI 13-52): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C).

CEI EN 50470-3 (CEI 13-54): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C).

CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini.

CEI 81-3: valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.

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 450/750V.

CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008: requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

CEI 106-11 “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree in cavo

CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche”

CEI 11-37 “Guida per l’esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui sono presenti sistemi con tensione maggiore di 1 Kv”

CEI 103-6 “Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto”

20.7.2 Norme di legge per la costruzione delle cabine elettriche

Legge n. 1086 del 5/11/1971 “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica” e successive modificazioni;

Legge n. 64 del 2/02/1974 - “Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche” e successive modificazioni

Legge n. 10 del 28/01/1977 - “Edificabilità dei suoli”

20.8 Delibere AEEGSI

Connessione

Delibera ARG/ELT n. 33-08: condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.

Deliberazione 84/2012/R/EEL: interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Ritiro dedicato

Delibera ARG/ELT n. 280-07: modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387-03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239-04.

Servizio di misura

Delibera ARG/ELT n. 88-07: disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

TIME (2016-2019) - Allegato B Delibera 654/2015/R/EEL: testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica.

Tariffe

Delibera 111-06: condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

TIV - Allegato A - Deliberazione 19 luglio 2012 301/2012/R/EEL (valido dal 01-01-2016)

TIT (2016-2019) - Allegato A Delibera 654/2015/R/EEL: testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

TIC (2016-2019) - Allegato C Delibera 654/2015/R/EEL: testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione

TIS - Allegato A Deliberazione ARG/ELT 107-09 (valido dal 01-01-2016): testo integrato delle disposizioni dell'autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (Settlement)

TICA

Delibera ARG/ELT n. 99-08 TICA: testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).

Deliberazione ARG/ELT 124/10: Istituzione del sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDÌ) e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.

Deliberazione ARG/ELT n. 181-10: attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo

Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 6 agosto 2010, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

TISP

Delibera ARG/ELT n. 188-05: definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005 con modifiche e integrazioni introdotte con le delibere n. 40/06, n. 260/06, 90/07, ARG/ELT 74/08 e ARG/ELT 1/09.

TISP - Delibera ARG/ELT n. 74-08: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto.

Delibera ARG/ELT n.1-09: attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.

TISP 2013 Deliberazione n. 570/2012/R/EFR - Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto: condizioni per l'anno 2013.

TISP 2014 - Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/EEL: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto con integrazioni e modifiche apportate con deliberazioni 578/2013/R/EEL, 614/2013/R/EEL e 612/2014/R/EEL.

Documento per la consultazione 488/2013/R/EFR: scambio sul posto: aggiornamento del limite massimo per la restituzione degli oneri generali di sistema nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

TEP

Delibera EEN 3/08: aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

TIQE

Deliberazione - ARG/ELT 198-11: testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.

SEU

Deliberazione 578/2013/R/EEL: Regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo.

Allegato A alla deliberazione 578/2013/R/EEL: Versione integrata e modificata dalle deliberazioni 426/2014/R/EEL, 612/2014/R/EEL, 242/2015/R/EEL, 72/2016/R/EEL. Testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo - TISSPC.

Deliberazione 609/2014/R/EEL: prima attuazione delle disposizioni del decreto legge 91/2014, in tema di applicazione dei corrispettivi degli oneri generali di sistema per reti interne e sistemi efficienti di produzione e consumo. (Versione modificata con la deliberazione 25 giugno 2015, 302/2015/R/COM).

Deliberazione 242/2015/R/EEL: regole definitive per la qualifica di sistema efficiente di utenza (SEU) o sistema esistente equivalente ai sistemi efficienti di utenza (SESEU): approvazione, riconoscimento dei costi sostenuti dal GSE e modifiche alla deliberazione dell'autorità 578/2013/R/EEL.

20.9 Agenzia delle Entrate

Circolare n. 46/E del 19/07/2007: articolo 7, comma 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici.

Circolare n. 66 del 06/12/2007: tariffa incentivante art. 7, c. 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Circolare n. 46/E del 19 luglio 2007 - Precisazione.

Risoluzione n. 21/E del 28/01/2008: istanza di Interpello– Aliquota Iva applicabile alle prestazioni di servizio energia - nn. 103) e 122) della Tabella A, Parte terza, d.P.R. 26/10/1972, n. 633 - Alfa S.p.A.

Risoluzione n. 22/E del 28/01/2008: istanza di Interpello - Art. 7, comma 2, d. lgs. vo n. 387 del 29 dicembre 2003.

Risoluzione n. 61/E del 22/02/2008: trattamento fiscale ai fini dell'imposta sul valore aggiunto e dell'applicazione della ritenuta di acconto della tariffa incentivante per la produzione di energia fotovoltaica di cui all'art. 7, comma 2, del d.lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003.

Circolare n. 38/E del 11/04/2008: articolo 1, commi 271-279, della legge 27 dicembre 2006, n. 296 – Credito d'imposta per acquisizioni di beni strumentali nuovi in aree svantaggiate.

Risoluzione n. 13/E del 20/01/2009: istanza di interpello – Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 –

Gestore dei Servizi Elettrici, SPA –Dpr 26 ottobre 1972, n. 633 e Dpr 22 dicembre 1986, n. 917.

Risoluzione n. 20/E del 27/01/2009: interpello - Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 - ALFA – art.9 , DM 2 febbraio 2007.

Circolare del 06/07/2009 n. 32/E: imprenditori agricoli - produzione e cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche nonché di carburanti e di prodotti chimici derivanti prevalentemente da prodotti del fondo: aspetti fiscali. Articolo 1, comma 423, della legge 23 dicembre 2005, n. 266 e successive modificazioni.

Risoluzione del 25/08/2010 n. 88/E: interpello - Gestore Servizi Energetici - GSE - articolo 2 della legge 24 dicembre 2007, n. 244.

Risoluzione del 04/04/2012 n. 32/E: trattamento fiscale della produzione di energia elettrica da parte dell'ente pubblico mediante impianti fotovoltaici – Scambio sul posto e scambio a distanza.

Risoluzione del 10/08/2012 n. 84/E: interpello - Art. 28 del DPR 29 settembre 1973, n.600 (Impianti FTV su Condomini).

Risoluzione del 06/12/2012: interpello - Gestore Servizi Energetici - GSE - Fiscalità V Conto Energia.

Risoluzione del 02/04/2013 n. 22/E: applicabilità della detrazione fiscale del 36 per cento, prevista dall'art. 16-bis del TUIR, alle spese di acquisto e installazione di un impianto fotovoltaico diretto alla produzione di energia elettrica.

Circolare del 19/12/2013 n. 36/E: impianti fotovoltaici – Profili catastali e aspetti fiscali.

Risoluzione del 15/10/2015 n. 86/E: tassazione forfettaria del reddito derivante dalla produzione e dalla cessione di energia elettrica da impianti fotovoltaici - Art. 22 del decreto legge n. 66 del 2014.

Circolare del 01/02/2016 n. 2/E: unità immobiliari urbane a destinazione speciale e particolare - Nuovi criteri di individuazione dell'oggetto della stima diretta. Nuove metodologie operative in tema di identificazione e caratterizzazione degli immobili nel sistema informativo catastale (procedura Docfa).

20.10 Agenzia del Territorio

Risoluzione n. 3/2008: accertamento delle centrali elettriche a pannelli fotovoltaici.

Nota Prot. n. 31892 - Accertamento degli immobili ospitanti gli impianti fotovoltaici.

20.11 GSE

Ritiro dedicato

Prezzi medi mensili per fascia oraria e zona di mercato.

Prezzi minimi garantiti.

SEU

Regole applicative per la presentazione della richiesta e il conseguimento della qualifica di SEU e SEESEU.

Guida alla qualifica dei sistemi SEU e SEESEU.

L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, vanno comunque applicate.

21. Conclusioni

La presente relazione tecnica descrive e analizza l'intervento per la realizzazione ed esercizio di un parco agro-fotovoltaico denominato **FV-Pinicelle** della potenza in immissione in rete di **26.000,00 kW** in corrente alternata e una potenza di **29.328,00 kW** in corrente continua, localizzato all'interno del territorio comunale di Brindisi (BR) e costituito da cinque sotto-impianti della potenza in immissione in rete rispettivamente di:

- **FV-Casignano** (codice interno AG20): **10.400,00 kW** in corrente alternata e una potenza di **11.815,00 kW** in corrente continua da installarsi in **Contrada Casignano**, nel comune di **Brindisi (BR)**, foglio 66 particelle 33, 83, 85, 87, 88, 89, 90, 96, 97, 132, 136 N.C.T.;
- **FV-Masciullo** (codice interno AG98): **5.600,00 kW** in corrente alternata e una potenza di **6.317,00 kW** in corrente continua da installarsi in **Contrada Masciullo**, nel comune di **Brindisi (BR)**, foglio 99 particelle 12, 37, 38, 39, 40, 52, 81 e 82 N.C.T.;
- **FV-Lo Spada** (codice interno AG193): **3.000,00 kW** in corrente alternata e una potenza di **3.274,00 kW** da installarsi in **Contrada Casignano**, nel comune di Brindisi (BR), foglio 66 particelle 34, 76, 140, 141, 142, 144, 145, 146 e 147 N.C.T.;
- **FV-Restinco** (codice interno AG194): **2.000,00 kW** in corrente alternata e una potenza di **2.162,00 kW** in corrente continua da installarsi in **Contrada Restinco**, nel comune di Brindisi (BR), foglio 41 particelle 337, 347, 348, 349 e 421 N.C.T. e foglio 42 particelle 16, 17, 18, 19, 20, 21, 60, 61, 62, 66, 73, 74, 75 e 76 N.C.T.;
- **FV-La Gonnella** (codice interno AG245): **5.000,00 kW** in corrente alternata e una potenza di **5.761,00 kW** in corrente continua da installarsi in **Contrada La Gonnella**, nel comune di Brindisi (BR), foglio 108 particelle 109, 110 e 111 N.C.T. foglio 109 particella 98 N.C.T. e foglio 133 particelle 24, 27, 28, 178, 179 e 270 N.C.T.;

Il parco agro-fotovoltaico denominato FV-Pinicelle, meglio rappresentato nelle tavole di progetto, sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale tramite il collegamento delle dorsali MT interrate 30 kV alla SSEU FV-Pinicelle 150/30 kV, dove la tensione sarà successivamente convogliata tramite elettrodotto AT interrato 150 kV allo stallo condiviso assegnato, da realizzare in una futura stazione di smistamento 150 kV da costruire nelle immediate vicinanze della Stazione di Trasformazione 380/150 kV "Brindisi".

La proposta progettuale si inserisce nel contesto delle iniziative intraprese dalla società Energie Green Puglia S.r.l. e destinate alla produzione energetica da fonti rinnovabili a basso impatto

ambientale, finalizzate a:

- limitare le emissioni inquinanti e ad effetto serra (in termini di CO2 equivalenti) in linea col protocollo di Kyoto e con le decisioni del Consiglio d'Europa;
- rafforzare la sicurezza per l'approvvigionamento energetico, in accordo alla Strategia Comunitaria "Europa 2020" così come recepita dal Piano Energetico Nazionale (PEN);
- promuovere le fonti energetiche rinnovabili in accordo con gli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale, recentemente aggiornata nel novembre 2017.
- limitare i consumi di fonti fossili e le emissioni di CO2 grazie alla produzione di energia da fonti rinnovabili in accordo con il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) adottato dalla Regione Puglia con Delibera di G.R. n.827 del 08-06-07 e ss.mm.ii.

Il presente Progetto, quindi, si inserisce perfettamente nel quadro delle iniziative energetiche a livello locale, nazionale e comunitario, al fine di apportare un contributo al raggiungimento degli obiettivi connessi con i provvedimenti normativi sopra citati.

A rendere maggiormente valida la proposta di realizzazione dell'impianto si aggiunge l'idea di integrare la componente *agricola*, la quale punta a far convivere fotovoltaico e agricoltura con reciproci vantaggi in termini di produzione di energia, tutela ambientale, conservazione della biodiversità e mantenimento dei suoli. In questo modo si vuole preservare la caratteristica originaria del sito, senza produrre particolari alterazioni nell'area individuata per la realizzazione del progetto e in quella circostante.

L'intervento risulta, infine, pienamente compatibile con il contesto agricolo di riferimento, in quanto l'impianto agro-fotovoltaico, grazie alla sua disposizione spaziale, consentirà l'utilizzo del suolo da un punto di vista agricolo, evitando così il pericolo di marginalizzazione dei terreni, il pericolo di desertificazione, la perdita della biodiversità, della fertilità, ed in definitiva non determinerà alcun consumo di suolo, proprio per la tipologia di intervento in Progetto, la cui natura risulta temporanea e non definitiva.

Data

20/05/2022

Il Progettista



The image shows a circular blue professional stamp of the engineer Giuseppe Santaromita Villa. The stamp contains the text: "ING. GIUSEPPE SANTAROMITA VILLA", "Iscritto all'Albo di Messina", "Matric. 2741", and "CAPO D'ORSANAURO". To the right of the stamp is a handwritten signature in blue ink.