

Trina Atena Solar S.r.l.
 Sede Legale:
 Piazza Borromeo 14,
 20123 Milano,
 P. IVA 11542600967



CODE

SCS.DES.R.GEN.ITA.P.2051.004.00

PAGE

1 di/of 82

TITLE: RelazioneDescrittiva**AVAILABLE LANGUAGE:** IT

IMPIANTO FOTOVOLTAICO DELLA POTENZA 10,275 MWp CON INTEGRAZIONE AGRICOLA,
 UBICATO NEL COMUNE DI GROTTAGLIE (TA), LOCALITA' CONTRADA ANGIULLI SNC

RELAZIONE DESCRITTIVA GENERALE DEL PROGETTO

File name: TW06O18_RelazioneDescrittiva____REV01.docx

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
00	30/05/2022	REVISIONE	C. LOCORRIERE (SCS) A. ANCONA (SCS)	S. MICCOLI (SCS) V. D'AMICO (SCS)	SCS INGEGNERIA A.SERGI
00	17/03/2021	EMISSIONE	C. LOCORRIERE (SCS) A. ANCONA (SCS)	S. MICCOLI (SCS) V. D'AMICO (SCS)	SCS INGEGNERIA F. SPECCHIA

SOGGETTO PROPONENTE / Proponent

Trina Atena Solar S.r.l.
 Sede Legale:
 Piazza Borromeo 14,
 20123 Milano,
 P. IVA 11542600967

PROGETTISTA / Technical Advisor



IMPIANTO / Plant

**GROTTAGLIE
(2051)**

CODE

GROUP	FUNCION	TYPE	DISCIPLINE	COUNTRY	TEC	PLANT	PROGRESSIVE	REVISION
SCS	DES	R	G E N I T A	P	2	0 5 1	0 0 4	0 0

CLASSIFICATION:

UTILIZATION SCOPE : PROGETTO DEFINITIVO

INDICE

1	PREMESSA	5
2	PRESENTAZIONE DEL PROPONENTE DEL PROGETTO	6
3	NORMATIVA IN MATERIA DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (FER)	7
4	LOCALIZZAZIONE IMPIANTO	13
4.1	INQUADRAMENTO TERRITORIALE DEL SITO	13
4.2	INQUADRAMENTO CATASTALE DELL'IMPIANTO	15
4.3	CRITERI DI PROGETTAZIONE E MODALITÀ DI FUNZIONAMENTO.....	17
4.4	SITO ED INTERFERENZE	19
4.5	PREPARAZIONE DEL SITO E AREE STOCCAGGIO	22
4.6	LAYOUT DI IMPIANTO E DATI PROGETTUALI.....	23
4.7	LAYOUT DI CANTIERE	25
4.8	ELEMENTI DISTINTIVI COSTITUENTI L'IMPIANTO	29
4.8.1	MODULI BIFACCIALI	29
4.8.2	CERTIFICAZIONE DI QUALITÀ	30
4.8.3	STRUTTURE PORTAMODULI	30
4.8.4	RECINZIONI E CANCELLI	32
4.8.5	FONDAZIONI.....	35
4.8.6	VIABILITÀ INTERNA DI SERVIZIO E PIAZZALI	35
4.8.7	CABINATI DI TRASFORMAZIONE	36
4.8.8	CABINA DI CONSEGNA	38
4.8.9	CABINA UTENTE	40
4.8.10	CAVI E SEZIONE CAVIDOTTI.....	41
4.9	CONFIGURAZIONE ELETTRICA DI IMPIANTO	41
5	DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO.....	43
5.1	CALCOLO DELLA SUPERFICIE CAPTANTE	43
5.2	CALCOLO DELL'IRRAGGIAMENTO	44
5.3	CALCOLO DELL'ENERGIA E DELLE EMISSIONI EVITATE	45
5.4	CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE	45
6	IMPIANTO FOTOVOLTAICO ED ELETTRICO	47
6.1	LEGGI E NORME DI RIFERIMENTO	47
6.2	CARATTERISTICHE DEI MODULI FOTOVOLTAICI	48
6.3	GRUPPI DI CONVERSIONE (INVERTERS)	48
6.4	QUADRO MT (QMT) - CABINA DI TRASFORMAZIONE	49
6.5	QUADRO MT (QMT) - CABINA UTENTE	53
6.6	QUADRO MT (QMT) - CABINA CONSEGNA	56
6.7	SISTEMA IN CORRENTE CONTINUA	56
6.8	RETE DI TERRA.....	57
6.9	SISTEMA SCADA	57
6.10	ILLUMINAZIONE ESTERNA.....	59
6.11	CAVI.....	61
6.11.1	CAVI DI COLLEGAMENTO IN M.T.	61
6.11.2	CAVI B.T. DI POTENZA, SEGNALAZIONE, MISURA E CONTROLLO	61

7	SCAVI E MOVIMENTAZIONE TERRA	62
8	OPERE A VERDE DI MITIGAZIONE	63
9	AGRIVOLTAICO.....	64
9.1	CARATTERISTICHE PRINCIPALI DELL'IMPIANTO PROPOSTO	64
9.2	INTRODUZIONE ALLA GESTIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO INTEGRATO CON APIARIO.....	65
10	OPERE ELETTRMECCANICHE.....	72
10.1	ACQUA INDUSTRIALE	72
11	IMPIANTO ANTINCENDIO	73
11.1	INDIVIDUAZIONE DELLE ATTIVITÀ SOGGETTE A CONTROLLO DI PREVENZIONE INCENDI... 73	
11.2	ACCESSIBILITÀ, DESCRIZIONE IMPIANTI, DISTANZE DI SICUREZZA	74
11.3	VALUTAZIONE COMPLESSIVA DELLE SOSTANZE PERICOLOSE AI FINI ANTINCENDIO	74
11.4	DETERMINAZIONE DEI CORPI DI FABBRICA, COMPARTIMENTI, AREE A RISCHIO SPECIFICO AI FINI ANTINCENDIO	74
11.5	PRESIDI ANTINCENDIO.....	74
12	ANALISI DELLE SUPERFICI COPERTE E DEI VOLUMI DEI FABBRICATI	75
13	TEMPI PER LA REALIZZAZIONE DEGLI INTERVENTI	75
14	ANALISI PAESAGGISTICO-AMBIENTALE	76
14.1	PIANO PAESAGGISTICO TERRITORIALE REGIONALE (PPTR)	76
14.2	REGOLAMENTO REGIONALE N. 24/2010: "AREE NON IDONEE FER".....	77
14.3	AREE NATURALI PROTETTE	78
14.4	RISCHIO IDROGEOLOGICO ED IDRAULICO.....	78
14.4.1	PIANO STRALCIO DI BACINO REGIONALE PUGLIA E INTERREGIONALE OFANTO (EX ADB PUGLIA)	78
14.4.2	VINCOLO IDROGEOLOGICO	79
14.5	CARTA IDROGEOLOGICA	79
15	ANALISI ECONOMICA E OCCUPAZIONALE DELL'INIZIATIVA.....	81
15.1	POSSIBILITÀ DI MERCATO	81
15.2	RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	81
16	COLLEGAMENTO DELLA CENTRALE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE.....	82

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1: Inquadramento territoriale area di impianto.	13
Figura 2: Localizzazione dell'area di impianto nel contesto nazionale	14
Figura 3: Localizzazione del sito con riferimento alle città di Grottaglie e Montemesola	14
Figura 4: inquadramento area di impianto su catastale	16
Figura 5: viabilità interna che divide l'impianto	19
Figura 6: Linea di MT a nord dell'impianto – vista verso nord est.	19
Figura 7: Porzione di condotta interrata visibile fuori terra.	20
Figura 8: muretti a secco ai bordi dell'impianto	20
Figura 9: Area di impianto e relativa estensione	23

Figura 10 Tabella riassuntiva della configurazione del parco fotovoltaico	23
Figura 11: Layout di cantiere	25
Figura 12 Layout di cantiere – dettaglio	26
Figura 13 Dimensioni modulo “TSM-DEG19C.20”	29
Figura 14: Configurazione Struttura tracker 2x58+1	30
Figura 15: Configurazione Struttura tracker 2x39	30
Figura 16: Sezione tipo Struttura tracker	31
Figura 17 Punti di accesso area di impianto (rif. doc. XXX_ElaboratoGrafico_0_19 - Layout Progetto)	32
Figura 18 Cannello carrabile scorrevole (rif. doc. XXX_ElaboratoGrafico_0_23 - Particolari costruttivi recinzione)	32
Figura 19: Area di impianto – In magenta le recinzioni aventi altezza pari a 2,65 m.	33
Figura 20 Rappresentazione della recinzione tipo.	33
Figura 21 Rappresentazione della recinzione tipo.	34
Figura 22 Rappresentazione della cabina di trasformazione	36
Figura 23 Individuazione dei cabinati di trasformazione di riferimento per l'area a ovest	36
Figura 24 Individuazione dei cabinati di trasformazione di riferimento per l'area a sud	37
Figura 25 Tipologico Cabina di Consegna	39
Figura 26 Tipologico Cabina di Sezionamento	40
Figura 27 Cabina Utente (MT -TSA) e (SCADA - bt)	41
Figura 28 schema elettrico unifilare generale Grottaglie	42
Figura 29 schema elettrico unifilare sottocampi Grottaglie	42
Figura 30; stralcio PVSyst	44
Figura 31: Scheda Tecnica Quadro MT della cabina di Trasformazione	53
Figura 32: Sezione fascia di mitigazione perimetrale	63
Figura 33 – Esempio di apiario (foto dal web)	65
Figura 34 – coltivazione del rosmarino (foto dal web)	66
Figura 35 – coltivazione della lavanda (foto dal web)	67
Figura 36 – coltivazione del timo (foto dal web)	68
Figura 37 - Porzione dell'area oggetto di intervento, vista dall'alto dell'impianto fotovoltaico integrato con apiario	69
Figura 38 – Essenze erbacee mellifere (Sulla, Lupinella, Trifoglio Alessandrino)	71

1 PREMESSA

La società "Trina Atena Solar S.r.l." è una società italiana del gruppo Trina Solar Italy System S.r.l.. Il gruppo, con sede legale a Milano in piazza Borromeo 14, fa capo alla multinazionale Trina Solar, società avente come base amministrativa e produttiva in Cina.

Trina Solar ha una presenza capillare in tutto il mondo con sedi locali nei principali mercati del fotovoltaico. Trina Solar Italy, è presente in Italia dal 2007 con i suoi uffici commerciali, di supporto tecnico e marketing.

Il presente progetto prevede la realizzazione, tramite la società di scopo Trina Atena Solar S.r.l., di un impianto fotovoltaico avente potenza DC pari a 10,275 MWp e una potenza AC pari a 8,500 MW. L'impianto è ubicato in agro del comune di Grottaglie, in provincia di Taranto, su un'area di circa 15,50 ha complessivi.

L'area di impianto è ubicata in contrada Angiulli SNC, a circa 6 chilometri a nord-ovest rispetto al centro abitato di Grottaglie.

Nei capitoli che seguono, dopo una breve presentazione del quadro normativo in materia di fonti rinnovabili, s'illustrerà il progetto, evidenziandone gli aspetti salienti del sito ed i suoi elementi distintivi; si discute della configurazione del layout adottato e delle strutture portamoduli scelte (strutture tracker), insieme alle specificità dei moduli selezionati, dei cabinati di conversione, della cabina di consegna oltre a cavi e trincee elettriche, misure di mitigazione, piantumazione di una faccìa arborea, etc.

Dopo gli aspetti elettromeccanici ed antincendio, verranno descritte le opere civili ivi presenti, quali recinzioni (da utilizzare per la definizione dei confini dell'impianto) e le tipologie di fondazioni delle diverse opere. Verrà descritto il cronoprogramma degli interventi che si devono sviluppare. Si analizza, infine, l'inserimento del progetto rispetto alla pianificazione paesaggistica, territoriale, ed urbanistica verificandone la compatibilità.

2 PRESENTAZIONE DEL PROPONENTE DEL PROGETTO

L'ente proponente del progetto è la società Trina Atena S.r.l., una società del gruppo Trina Solar. Fondato in Cina nel 1997, il Gruppo Trina Solar si è rapidamente sviluppato fino a divenire uno dei principali attori mondiali nel settore della tecnologia solare fotovoltaica: oggi Trina Solar è infatti tra i primi tre produttori di moduli fotovoltaici al mondo, nonché uno dei maggiori operatori mondiali impegnati nella costruzione e nell'esercizio di centrali fotovoltaiche su scala internazionale.

In particolare, da oltre dieci anni Trina Solar ha costituito una divisione di business (la ISBU - International System Business Unit), dedicata principalmente allo sviluppo, alla progettazione, realizzazione e messa in esercizio di grandi centrali elettriche fotovoltaiche, che ha connesso in rete elettrica per un totale di oltre 2.000 MW in tutto il mondo.

La divisione ISBU – che impiega circa 150 professionisti internazionali - ha il proprio quartier generale a Shanghai ed uffici regionali negli Stati Uniti, India, Giappone, Svizzera, Spagna, Italia, Francia, Messico, Brasile, Cile e Colombia.

Nello specifico, il team europeo di ISBU, con quartier generale a Madrid, si compone di circa 60 professionisti multi-disciplinari, di comprovata e decennale esperienza internazionale nello sviluppo, nella progettazione, nella costruzione e nella gestione di impianti fotovoltaici in Italia, Regno Unito, Spagna, Portogallo, Francia, Giordania, Giappone, Grecia, India, Medio Oriente, Africa, Australia, USA, Messico e Cile.

Trina Solar vanta inoltre il titolo di essere il solo produttore di moduli su scala mondiale ad essere certificato per il quarto anno consecutivo come pienamente “bancabile” dal 100% degli esperti indipendenti di settore interpellati da Bloomberg New Energy Finance (BNEF) – la principale fonte di “business intelligence” utilizzato come riferimento per le istituzioni finanziarie nella valutazione dei progetti e relative componentistiche di settore.

La Mission di Trina Solar è rendere l'energia solare sempre più affidabile ed accessibile, impegnandosi a proteggere l'ambiente ed a favorire i cambiamenti del settore con ricerca e sviluppo innovativi e all'avanguardia.

Fin dal 2014, Trina Solar ha raggiunto un traguardo di produzione trimestrale di moduli fotovoltaici superiore ad 1 GW ed ha battuto il record mondiale di efficienza delle celle solari per ben 7 volte consecutive. L'elettricità complessiva generata da tutti i moduli prodotti e venduti da Trina Solar in tutto il mondo ad oggi è equivalente alla riduzione di 27 milioni di tonnellate di CO2 equivalenti generate da fonti di energia convenzionali oppure alla riforestazione di 18.000 km2 di terreno.

Il Gruppo Trina Solar è stato quotato alla Borsa di New York dal 2006 fino al 2017. A seguito del “delisting” volontario dal New York Stock Exchange (NYSE).

Dal 10 giugno 2020, Trina Solar è diventata la prima società cinese, tra quelle attive nel campo della produzione di moduli fotovoltaici, sistemi fotovoltaici e smart energy ad essere scambiata alla Borsa di Shanghai, allo Stock Exchange Science and Technology Innovation Board, noto anche come STAR Market.

Il Gruppo Trina Solar, pertanto, vanta tutte le capacità tecniche e finanziarie necessarie allo sviluppo, alla costruzione ed all'esercizio dell'impianto fotovoltaico proposto nella presente relazione.

3 NORMATIVA IN MATERIA DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (FER)

I riferimenti legislativi principali a livello nazionale, in materia di energia da fonti rinnovabili, sono:

- Il **D.lgs. 29 dicembre 2003, n.387** e s.m.i. ("Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità") che riconosce la pubblica utilità ed indifferibilità ed urgenza degli impianti alimentati da fonti rinnovabili per i quali deve essere rilasciata da parte della Regione una **Autorizzazione Unica** a seguito di un procedimento unico.
- Il **DM 10.09.2010** emanato dal Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e con il Ministro per i Beni e le Attività Culturali, pubblicato sulla G.U. n. 219 del 18.09.2010 in vigore dal 02.10.2010, che ha approvato le "**Linee guida per il procedimento di cui all'art. 12 del D.lgs. 29.12.2003 n. 387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi**". Dette linee guida, che le Regioni e gli Enti Locali, cui è affidata l'istruttoria di autorizzazione, avrebbero dovuto recepire entro 90 giorni dalla pubblicazione, contengono:
 - Regole per la trasparenza amministrativa dell'iter di autorizzazione;
 - Modalità per il monitoraggio delle realizzazioni e l'informazione ai cittadini;
 - Regole per l'autorizzazione delle infrastrutture connesse e in particolare delle reti elettriche;
 - L'individuazione delle tipologie di impianto e modalità di installazione, per ciascuna fonte, che godono delle procedure semplificate (D.I.A. e attività edilizia libera);
 - L'individuazione dei contenuti delle istanze, le modalità di avvio e di svolgimento del procedimento unico di autorizzazione;
 - Criteri e modalità di inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio;
 - Modalità per coniugare esigenze di sviluppo del settore e tutela del territorio.

In particolare al punto 17 delle Linee Guida si precisa che la non idoneità di un'area per l'installazione di impianti FER non è da intendersi come divieto, bensì come indicazione di area in cui la progettazione di "specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti avrebbe un'elevata probabilità di esito negativo delle valutazioni in sede di autorizzazione".

- La **SEN 2017– Strategia Energetica Nazionale**: è stato adottato con Decreto Interministeriale del 10 novembre 2017 emesso dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Mare. Si tratta di un piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico nazionale. La SEN definisce gli scenari di policy al 2030 e fissa obiettivi ambiziosi e complessi di sviluppo per il settore delle fonti rinnovabili termiche e nei trasporti, di riduzione delle emissioni e dei consumi per i settori Residenziale, Terziario, Industriale e dei Trasporti, delineando specifiche linee di azione e promuovendo la resilienza del sistema verso eventi meteo estremi ed emergenze. Sono previsti investimenti pari a 175 miliardi entro il 2030 (30 miliardi per reti e infrastrutture gas e elettrico, 35 miliardi per le fonti rinnovabili, 110

miliardi per l'efficienza energetica). Alcuni tra i principali obiettivi qualitativi e quantitativi della strategia sono elencati nel seguito:

- *Raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21,*
- *Continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia,*
- *Efficienza energetica: riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030,*
- *Fonti rinnovabili:28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015,*
- *Cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali,*
- *Riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.*

Pertanto, la SEN considera prioritaria la decarbonizzazione del sistema energetico italiano, con particolare attenzione all'incremento dell'energia prodotta da FER, Fonti Energetiche Rinnovabili.

Da quanto su richiamato si evince che il progetto di cui al presente studio è compatibile con gli obiettivi della SEN, in quanto la realizzazione dell'impianto fotovoltaico contribuirà certamente al raggiungimento dell'obiettivo di impiego percentuale delle fonti rinnovabili elettriche al 55% entro il 2030.

La Regione Puglia è dotata di uno strumento programmatico, **il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR)**, adottato con Delibera di G.R. n.827 del 08-06-07, che contiene indirizzi e obiettivi strategici in campo energetico in un orizzonte temporale di dieci anni. Il PEAR concorre pertanto a costituire il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che, in tale campo, hanno assunto ed assumono iniziative nel territorio della Regione Puglia. Nel 2012 è stata predisposta una revisione del PEAR. Con DGR n. 1181 del 27.05.2015, è stata disposta l'adozione del documento di aggiornamento del Piano nonché sono state avviate le consultazioni della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), ai sensi dell'art. 14 del DLgs 152/2006 e ss.mm.ii.. Il Piano Energetico Ambientale della Regione Puglia adottato nel 2007 è strutturato in tre parti:

- Il contesto energetico regionale e la sua evoluzione,
- Gli obiettivi e gli strumenti,
- La valutazione ambientale strategica.

La prima parte riporta l'analisi del sistema energetico della Regione Puglia, basata sulla ricostruzione, per il periodo 1990-2004, dei bilanci energetici regionali. La seconda parte delinea le linee di indirizzo che la Regione intende porre per definire una politica di governo sul tema dell'energia, sia per quanto riguarda la domanda sia per quanto riguarda l'offerta. La terza parte riporta la valutazione ambientale strategica del Piano con l'obiettivo di verificare il livello di protezione dell'ambiente a questo associato integrando considerazioni di carattere ambientale nelle varie fasi di elaborazione e di adozione.

L'intervento oggetto di studio si inserisce coerentemente negli obiettivi del PEAR nella parte in cui riporta che:

- "la diversificazione delle fonti e la riduzione dell'impatto ambientale globale e locale passa attraverso la necessità di limitare gradualmente l'impiego del carbone incrementando, nello stesso tempo, l'impiego del gas naturale e delle fonti rinnovabili",
- "i nuovi impianti per la produzione di energia elettrica devono essere inseriti in uno scenario che non configuri una situazione di accumulo, in termini di emissioni di gas climalteranti, ma di sostituzione, in modo da non incrementare ulteriormente tali emissioni in relazione al settore termoelettrico";
- "coerentemente con la necessità di determinare un sensibile sviluppo dell'impiego delle fonti rinnovabili, ci si pone l'obiettivo di trovare le condizioni idonee per una loro valorizzazione diffusa sul territorio".

La Regione Puglia, in materia di impianti per produzione di energia da fonti rinnovabili, considera i seguenti principali riferimenti normativi a livello regionale:

- Deliberazione della Giunta Regionale (Regione Puglia) 23-10-2012, n. 2122 (Indirizzi per l'integrazione procedimentale e per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale)
- Regolamento Regionale (Regione Puglia) 31-12-2010, n. 24 (Regolamento attuativo del Decreto 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")
- Legge regionale (Regione Puglia) 21-10-2008, n. 31 (Norme in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale)

Il DM 10.09.2010 alla parte IV (inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio) individua i requisiti e i criteri per la valutazione dei progetti in riferimento al loro inserimento nel territorio, e al punto 17 (Aree

non idonee) concede la possibilità alle regioni e alle province autonome di procedere all'indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti secondo le modalità e i criteri specificati all'allegato 3 (Criteri per l'individuazione di aree non idonee).

L'allegato 3 del citato decreto ministeriale precisa che l'individuazione delle aree e dei siti non idonei ha l'obiettivo di offrire informazioni certe per la localizzazione dei progetti, e l'individuazione delle aree non idonee è demandata alle regioni che con propri provvedimenti hanno facoltà di definire i siti in oggetto, in particolare secondo i criteri indicati, e di seguito riportati per chiarezza:

a) l'individuazione delle aree non idonee deve essere basata esclusivamente su criteri tecnici oggettivi legati ad aspetti di tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio artistico-culturale, connessi alle caratteristiche intrinseche del territorio e del sito;

b) l'individuazione delle aree e dei siti non idonei deve essere differenziata con specifico riguardo alle diverse fonti rinnovabili e alle diverse taglie di impianto;

c) ai sensi dell'articolo 12, comma 7, le zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici non possono essere genericamente considerate aree e siti non idonei;

d) l'individuazione delle aree e dei siti non idonei non può riguardare porzioni significative del territorio o zone genericamente soggette a tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio storico-artistico, né tradursi nell'identificazione di fasce di rispetto di dimensioni non giustificate da specifiche e motivate esigenze di tutela. La tutela di tali interessi è infatti salvaguardata dalle norme statali e regionali in vigore ed affidate, nei casi previsti, alle amministrazioni centrali e periferiche, alle Regioni, agli enti locali ed alle autonomie funzionali all'uopo preposte, che sono tenute a garantirla all'interno del procedimento unico e della procedura di Valutazione dell'Impatto Ambientale nei casi previsti. L'individuazione delle aree e dei siti non idonei non deve, dunque, configurarsi come divieto preliminare, ma come atto di accelerazione e semplificazione dell'iter di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio, anche in termini di opportunità localizzative offerte dalle specifiche caratteristiche e vocazioni del territorio;

e) nell'individuazione delle aree e dei siti non idonei le Regioni potranno tenere conto sia di elevate concentrazioni di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella medesima area vasta prescelta per la localizzazione, sia delle interazioni con altri progetti, piani e programmi posti in essere o in progetto nell'ambito della medesima area;

f) in riferimento agli impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, le Regioni, con le modalità di cui al paragrafo 17, possono procedere ad indicare come aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti le aree particolarmente sensibili e/o vulnerabili alle trasformazioni territoriali o del paesaggio, ricadenti all'interno di quelle di seguito elencate, in coerenza con gli strumenti di tutela e gestione previsti dalle normative vigenti e tenendo conto delle potenzialità di sviluppo delle diverse tipologie di impianti:

- a) I siti inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'UNESCO, le aree ed i beni di notevole interesse culturale di cui alla Parte Seconda del D.Lgs. N. 42 del 2004, nonché gli immobili e le aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art. 136 dello stesso decreto legislativo;*

- b) *Zone all'interno di coni visuali la cui immagine è storicizzata e identifica i luoghi anche in termini di notorietà internazionale di attrattiva turistica;*
- c) *Zone situate in prossimità di parchi archeologici e nelle aree contermini ad emergenze di particolare interesse culturale, storico e/o religioso;*
- d) *Le aree naturali protette ai diversi livelli (nazionale, regionale, locale) istituite ai sensi della Legge n. 394/1991 ed inserite nell'elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette, con particolare riferimento alle aree di riserva integrale e di riserva generale orientata di cui all'articolo 12, comma 2, lettere a) e b) della legge n. 394/1991 ed equivalenti a livello regionale;*
- e) *Le zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della convenzione di Ramsar;*
- f) *Le aree incluse nella Rete Natura 2000 designate in base alla direttiva 92/43/CEE (Siti di importanza Comunitaria) ed alla direttiva 79/409/CEE (Zone di Protezione Speciale);*
- g) *Le Important Bird Areas (I.B.A.);*
- h) *Le aree non comprese in quelle di cui ai punti precedenti ma che svolgono funzioni determinanti per la conservazione della biodiversità (fasce di rispetto o aree contigue delle aree naturali protette); istituendo aree naturali protette oggetto di proposta del Governo ovvero di disegno di legge regionale approvato dalla Giunta; aree di connessione e continuità ecologico-funzionale tra i vari sistemi naturali e seminaturali; aree di riproduzione, alimentazione e transito di specie faunistiche protette; aree in cui è accertata la presenza di specie animali e vegetali soggette a tutela dalle Convenzioni internazionali (Berna, Bonn, Parigi, Washington, Barcellona) e dalle Direttive comunitarie (79/409/CEE e 92/43/CEE), specie rare, endemiche, vulnerabili, a rischio di estinzione;*
- i) *Le aree agricole interessate da produzioni agricolo-alimentari di qualità (produzioni biologiche, produzioni D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G., produzioni tradizionali) e/o di particolare pregio rispetto al contesto paesaggistico-culturale, in coerenza e per le finalità di cui all'art. 12, comma 7, del decreto legislativo n. 387 del 2003 anche con riferimento alle aree, se previste dalla programmazione regionale, caratterizzate da un'elevata capacità d'uso del suolo;*
- j) *Le aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico perimetrare nei Piani di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) adottati dalle competenti Autorità di Bacino ai sensi del D.L. n. 180/1998 e s.m.i.;*
- k) *Zone individuate ai sensi dell'art. 142 del d.lgs. N. 42 del 2004 valutando la sussistenza di particolari caratteristiche che le rendano incompatibili con la realizzazione degli impianti.*

La Regione Puglia, con il R.R. n. 24 del 30/12/2010 regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10/09/2010 "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante l'individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia, recepisce quanto autorizzato dal citato D.M. mediante le Linee guida (G.U.18 settembre 2010 n. 219), Parte IV, paragrafo 17 "Aree non idonee", con lo scopo di accelerare e semplificare i procedimenti di autorizzazione alla costruzione e

Trina Atena Solar S.r.l.

Sede Legale:
Piazza Borromeo 14,
20123 Milano,
P. IVA 11542600967



CODE

SCS.DES.R.GEN.ITA.P.2051.004.00

PAGE

12 di/of 82

all'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e opere connesse (art. 1 L.R. 24/2010).

Il Regolamento comprende i seguenti allegati:

Allegato 1, con indicazione dei principali riferimenti normativi, istitutivi e regolamentari che determinano la non idoneità di specifiche aree alla installazione di determinate tipologie e dimensioni di impianti FER e relative motivazioni,

Allegato 2, contenente la classificazione delle diverse tipologie di impianti FER,

Allegato 3, che elenca aree e siti dove non è consentita la localizzazione di specifiche tipologie di impianti FER.

Si precisa che le opere di connessione relative a impianti esterni alle aree e siti non idonei è consentita previa acquisizione di eventuali pareri previsti per legge.

La Regione Puglia mette a disposizione il sito <http://www.sit.puglia.it> per visionare la perimetrazione delle aree non idonee sul territorio regionale.

4 LOCALIZZAZIONE IMPIANTO

4.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE DEL SITO

L'area proposta per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico denominato Grottaglie, ha una estensione di circa 15,50, ha di cui circa 13,36 ettari recintati. L'area risulta totalmente pianeggiante. L'area di intervento è ubicata alla contrada Angiulli nell'agro di Grottaglie, ed è raggiungibile mediante la strada provinciale SP74.

L'impianto risulta fisicamente separato dalla presenza della viabilità interpodereale presente all'interno della proprietà e che si sviluppa da nord verso sud.



Figura 1: Inquadramento territoriale area di impianto.

Tabella1: Schedariepilogativaimpianto

IMPIANTOGROTTAGLIE	
Localizzazione dell'impianto	Località: C.da Angiulli Città: Grottaglie (TA) Regione: Puglia Stato: Italia
Coordinate GPS	40°33'43.97"N; 17°22'25.07"E
Altitudine	138 m s.l.m.
Città più vicina	Grottaglie – 10 km; Montemesola – 7 km
Aeroporto più vicino	Aeroporto Marcello Arlotta di Taranto-Grottaglie circa 5,5 km

4.2 INQUADRAMENTO CATASTALE DELL'IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione, dal punto di vista catastale, ricade interamente all'interno del comune di Grottaglie (TA). L'area su cui verrà installato l'impianto è ricompresa all'interno dei fogli 15 e 16 all'interno delle particelle che vengono riportate all'interno della tabella sottostante.

Tabella 2: riferimenti catastali aree occupate dall'impianto

Comune di GROTTAGLIE							
Foglio	Particella	Sub	Catasto	Qualità	Estensione		
					ha	are	ca
15	79	-	Terreni	vigneto		18	00
	214	-	Terreni	vigneto		17	90
	215	-	Terreni	vigneto		08	96
	216	-	Terreni	vigneto		29	00
16	10	-	Terreni	seminativo	1	64	29
				uliveto		00	34
	11	-	Terreni	seminativo	2	57	58
				uliveto		03	57
	13	-	Terreni	seminativo		08	65
	14	-	Terreni	seminativo	1	82	24
				uliveto		03	26
	15	-	Terreni	seminativo	1	07	26
				uliveto		00	94
	16	-	Terreni	seminativo	2	76	30
	74	-	Terreni	seminativo		22	06
				uliveto		05	06
	79	-	Terreni	seminativo		79	40
	96	-	Terreni	seminativo		57	00
132	-	Terreni	seminativo		44	95	
204	-	Terreni	seminativo	2	58	84	
			uliveto		16	63	

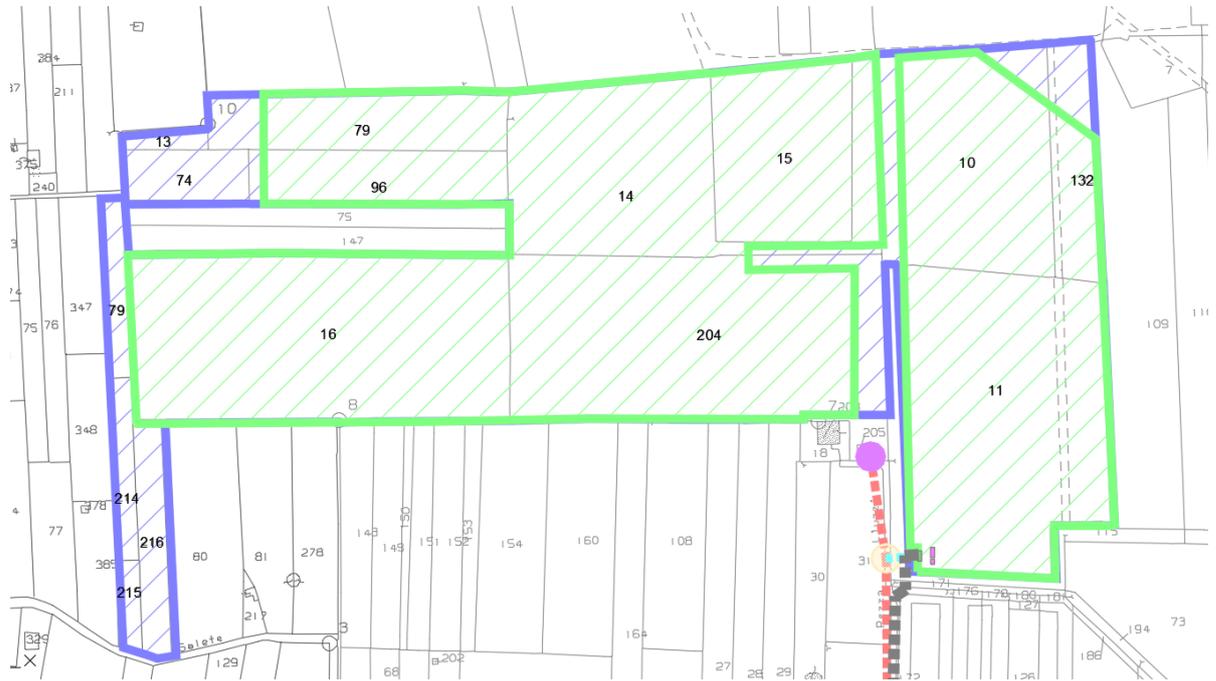


Figura 4: inquadramento area di impianto su catastale

4.3 CRITERI DI PROGETTAZIONE E MODALITÀ DI FUNZIONAMENTO

In via preliminare si precisa, come anticipato al paragrafo “*NORMATIVA IN MATERIA DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (FER)*”, per quanto concerne la progettazione, e nel caso specifico, l’inserimento degli impianti alimentati da fonti FER nel territorio, si fa riferimento al DM del 10/09/2010 e relative allegate Linee guida per il procedimento di cui all’art. 12 del d.lgs. 29/12/2003 n. 387 per l’autorizzazione alla costruzione e all’esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi.

I criteri generali di riferimento per la progettazione sono di seguito sintetizzati.

- a) *La buona progettazione degli impianti, comprovata con l’adesione del progettista ai sistemi di gestione della qualità e ai sistemi di gestione ambientali.*
- b) *La valorizzazione dei potenziali energetici delle diverse risorse rinnovabili presenti nel territorio nonché della loro capacità di sostituzione delle fonti fossili.*
- c) *Il ricorso a criteri progettuali volti a ottenere il minor consumo possibile del territorio, sfruttando al meglio le risorse energetiche disponibili.*
- d) *Il riutilizzo di aree già degradate da attività antropiche, pregresse o in atto, tra cui siti industriali, cave, discariche, siti contaminati ai sensi della parte IV, titolo V, del d.lgs. 152/06, consentendo la minimizzazione di interferenze dirette e indirette sull’ambiente legate all’occupazione del suolo e alla modificazione del suo utilizzo a scopi produttivi, con particolare riferimento ai territori non coperti da superfici artificiali o greenfield, la minimizzazione delle interferenze derivanti dalle nuove infrastrutture funzionali all’impianto mediante lo sfruttamento di infrastrutture esistenti e, dove necessari, la bonifica e il ripristino ambientale dei suoli e/o delle acque sotterranee.*
- e) *Una progettazione legata alle specificità dell’area in cui viene realizzato l’intervento, con riguardo alla localizzazione in aree agricole, assume rilevanza l’integrazione dell’impianto nel contesto delle tradizioni agroalimentari locali e del paesaggio rurale, sia per quanto attiene alla sua realizzazione che al suo esercizio.*
- f) *La ricerca e la sperimentazione di soluzioni progettuali e componenti tecnologici innovativi, volti a ottenere una maggiore sostenibilità degli impianti e delle opere connesse da un punto di vista dell’armonizzazione e del migliore inserimento degli impianti stessi nel contesto storico, naturale e paesaggistico.*
- g) *Il coinvolgimento dei cittadini in un processo di comunicazione e informazione preliminare all’autorizzazione e realizzazione degli impianti o di formazione per personale e maestranze future.*
- h) *L’effettiva valorizzazione del recupero di energia termica prodotta nei processi di cogenerazione in impianti alimentati da biomasse.*

Oltre all’applicazione, per quanto possibile nel caso di progetto, dei criteri sopra specificati, la filosofia perseguita nello studio e nella progettazione dell’opera è stata quella di utilizzare le migliori tecnologie disponibili in grado di garantire efficienza, affidabilità e sicurezza.

Trina Atena Solar S.r.l.

Sede Legale:
Piazza Borromeo 14,
20123 Milano,
P. IVA 11542600967



CODE

SCS.DES.R.GEN.ITA.P.2051.004.00

PAGE

18 di/of 82

A tale riguardo, la centrale fotovoltaica è prevista in un sito industriale, ed è stata progettata per ottenere un impianto efficiente, in grado di soddisfare i più stretti requisiti di impatto ambientale e garantire qualità dell'ambiente di lavoro e sicurezza del personale coinvolto; e sono state individuate le soluzioni impiantistiche e di processo, sia per l'impianto che per le relative opere di connessione, in grado di garantirne un corretto inserimento.

Il progetto, infatti, è stato sviluppato studiando la disposizione dei pannelli fotovoltaici in relazione a diversi fattori quali l'irraggiamento solare, l'orografia, le condizioni di accessibilità al sito, le distanze da fabbricati esistenti e, inoltre, le considerazioni basate sul criterio di massimo rendimento dell'impianto nel suo complesso.

Particolare cura è stata posta nella definizione della planimetria, le componenti dell'impianto sono progettate e disposte in modo tale che tutte le parti possano essere ispezionate, revisionate e sostituite in breve tempo, in normali condizioni di lavoro. La realizzazione sarà conforme alle normative, alle leggi vigenti e alle indicazioni delle Autorità competenti per il rilascio delle autorizzazioni all'esercizio (VVF, ISPESL, USSL, Ex ENPI). Il progetto della centrale è conforme alle tecnologie che costituiscono l'attuale stato dell'arte. L'esercizio della centrale è previsto continuativo, 24 ore al giorno per 7 giorni alla settimana, con le sole fermate previste per la manutenzione programmata.

L'impianto può funzionare continuativamente al carico massimo di progetto in modo completamente automatico.

4.4 SITO ED INTERFERENZE

L'area su cui insisterà l'impianto fotovoltaico risulta totalmente pianeggiante e caratterizzata dalla presenza di poche interferenze. L'accesso all'area verrà garantito dalla viabilità interpodereale che insiste tra l'area est e l'area ovest.



Figura 5: viabilità internache divide l'impianto

Lungo il bordo nord ovest dell'area di impianto, è presente una linea di media tensione. Al fine di valutare l'area utile all'installazione dell'impianto si è applicato un buffer da suddetta linea pari a 10 metri. In virtù di tale buffer si è infatti collocata la recinzione del futuro impianto.



Figura 6: Linea di MT a nord dell'impianto – vista verso nord est.

L'area di impianto è attraversata, nella porzione est, da una condotta interrata di irrigazione e lungo il bordo est della porzione ovest. Tale condotta verrà rimossa al fine di evitare interferenze con l'installazione delle strutture portamoduli. Di seguito il dettaglio fotografico:



Figura 7: Porzione di condotta interrata visibile fuori terra.



Figura 8: muretti a secco ai bordi dell'impianto

Lungo i bordi nord e sud dell'impianto, in fase di sopralluogo e di rilievo topografico, sono stati individuati dei muretti a secco che in fase di progetto sono stati tutelati e le strutture di recinzione previste verranno posizionate a distanza idonea al fine di preservare i muretti, come riportato nel documento XXX_ElaboratoGrafico_0_23-Particolari costruttivi recinzioni.

Trina Atena Solar S.r.l.

Sede Legale:
Piazza Borromeo 14,
20123 Milano,
P. IVA 11542600967



CODE

SCS.DES.R.GEN.ITA.P.2051.004.00

PAGE

21 di/of 82

Oltre a quanto precedentemente trattato nel presente paragrafo, non vi sono ulteriori interferenze con l'installazione fotovoltaica. Nessun sottoservizio (escludendo la condotta di irrigazione che verrà rimossa) è presente nell'area d'impianto e/o in tutte le zone interessate dalle opere a realizzarsi (montaggio strutture portamoduli, installazione cavi di potenza ai fini delle opere di utenza e di rete, installazione cabine elettriche etc.). La linea elettrica MT esistente posta a nord dell'area di impianto risulterà fuori dall'area utile alla installazione FV.

4.5 PREPARAZIONE DEL SITO E AREE STOCCAGGIO

Come anticipato nel paragrafo "Inquadramento territoriale del sito", l'area risulta essere totalmente pianeggiante e non saranno dunque necessarie opere di movimentazione terra.

Dopo aver rimosso le bocchette di irrigazione che attraversa il campo, la prima operazione da compiersi, dopo aver posto la segnaletica da cantiere per garantire un'area accessibile e sicura, è quella della pulizia del sito tramite rimozione di ceppi ed erbacce presenti in sito.

Successivamente si effettuerà il livellamento del terreno.

Sarà necessario realizzare la viabilità interna al fine di garantire l'accesso dei mezzi. In generale, l'intero sito si può definire idoneo, da un punto di vista topografico, ad accogliere l'impianto.

Dopo si procederà con il trasporto delle strutture, delle parti componenti i cabinati, dei cavi e di tutti gli elementi necessari per il completamento del parco fotovoltaico.

Sarà necessario realizzare un'area temporanea adibita alla collocazione di vari moduli necessari alla vita del cantiere. Nello specifico avremo: container uso ufficio, l'area baracche e l'area stoccaggio di elementi quali string box, pali, cavi, strutture varie. Gli ulteriori elementi che dovesse essere necessario stoccare, possono temporaneamente posizionarsi internamente alla recinzione d'impianto e, l'area a questo destinata, può ridursi al minimo con l'avanzare dell'installazione di tutte le strutture del parco fotovoltaico.

4.6 LAYOUT DI IMPIANTO E DATI PROGETTUALI

L'intervento interessa circa 15,50 ettari come mostrato nell'immagine seguente; l'impianto risulta suddivisa in due porzioni, fisicamente separati dalla viabilità interpoderale che si sviluppa in direzione nord - sud.

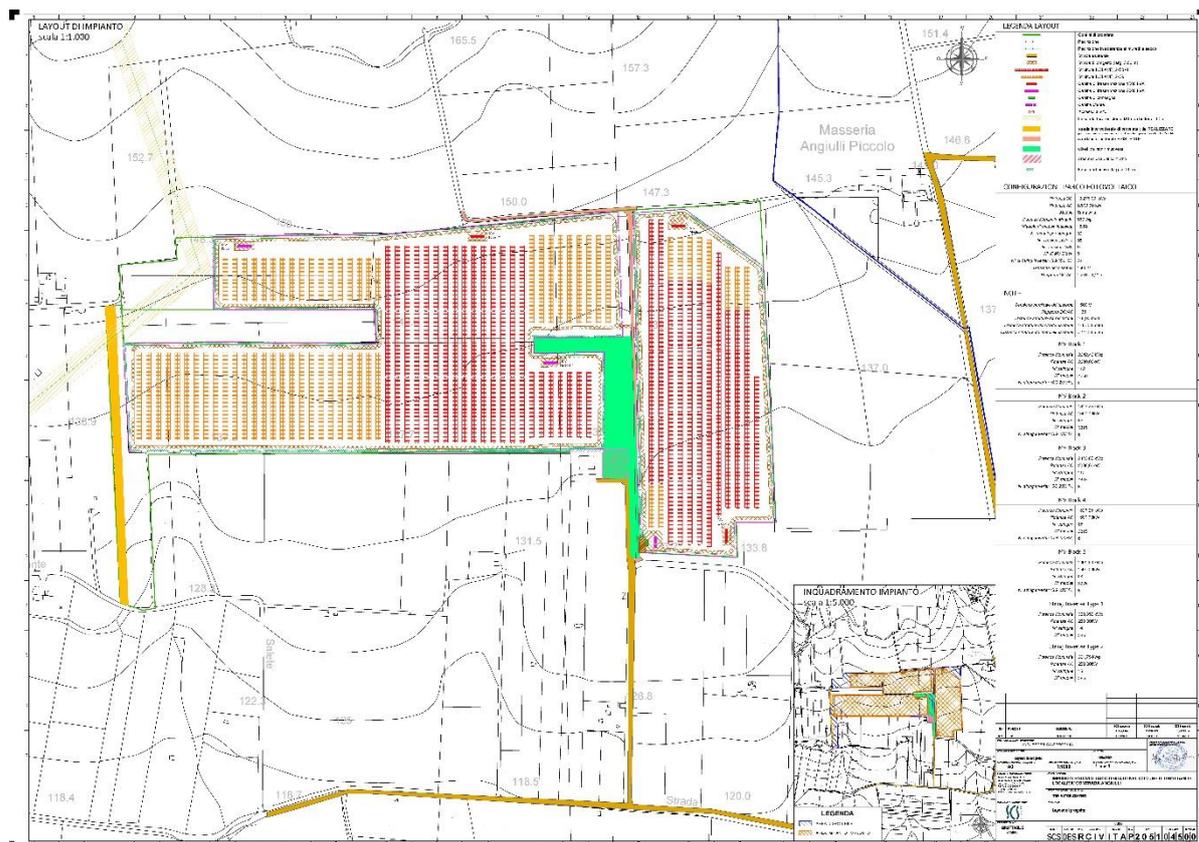


Figura 9: Area di impianto e relativa estensione

Si rappresenta una tabella riassuntiva della configurazione del parco fotovoltaico e, a seguire, il layout d'impianto, visualizzabile con maggior dettaglio nel documento *XXX_ElaboratoGrafico_0_19 - Layout Progetto (scala 1:1000)*.

CONFIGURAZIONE PARCO FOTOVOLTAICO	
Potenza DC	10.275,00 kWp
Potenza AC	8.500,00 kW
Moduli	Trina solar
Potenza Nominale Modulo	550 Wp
N°totale di moduli installati	18.681
N° moduli per stringhe	39
N° Tracker 2x58+1	95
N° Tracker 2x39	97
N° di MV Block	5
N° di String Inverter (SG 250HX)	34
Tensione del sistema	1500 V
Rapporto DC/AC	1,201 - 1,215

Figura 10 Tabella riassuntiva della configurazione del parco fotovoltaico

Al fine di garantire la minimizzazione delle aree non utilizzate, e rendere il più compatto possibile il layout, verranno utilizzate due tipologie di strutture; si utilizzeranno la struttura 2x58+1 (dimensioni 4,778x65,692) e la struttura 2x39 (dimensioni 4,778x43,492) in questa maniera si potrà garantire una maggiore flessibilità nell'installazione all'interno del parco.

Le strutture verranno distanziate tra loro di 9,50 metri rispetto all'asse (con spazio libero tra le strutture pari a 4,722 metri) e con una distanza nord-sud pari a 30 centimetri.

Per il posizionamento delle strutture sono considerate le opportune distanze da muri, recinzioni, cabinati ed ogni eventuale ostacolo presente in sito con relativo studio delle ombre.

4.7 LAYOUT DI CANTIERE

Parte propedeutica all'esecuzione dell'impianto è l'organizzazione del cantiere in cui si lavorerà.

Si elencano di seguito le principali attività che rappresentano le logiche ed i metodi per il controllo di qualità del progetto, per la costruzione dell'opera. Si può inoltre consultare il doc. XXX_ElaboratoGrafico_0_21 - Layout di cantiere, che rappresenta una progettazione del cantiere per la sua gestione in regime di sicurezza e salvaguardia della salute dei lavoratori.



Figura 11: Layout di cantiere

In virtù della particolare conformazione del layout, si è ipotizzato che durante le fasi di costruzione si realizzeranno tre accessi carrabili all'impianto, con più aree di stoccaggio, deposito e rifiuti. Sarà poi cura del CSP/CSE (Coordinatore in fase di progettazione/esecuzione) prevedere l'eventuale lavorazione contemporanea sulle due aree o lo sfalsamento temporale delle attività.

SICUREZZA GENERALE

- Le interconnessioni dei moduli conducono corrente continua (CC) all'esposizione alla luce solare;
- Indossare protezioni adeguate a evitare il contatto diretto per quanto concerne l'attività di montaggio dei moduli fotovoltaici. La tensione di cui tener conto in questo caso è di 1500 V CC;

- Rimuovere tutti gli oggetti di metallo prima di installare il modulo;
- Utilizzare utensili isolati per ridurre il rischio di shock elettrico;
- Non installare o maneggiare i moduli in condizione pioggia, forte umidità, forte vento, presenza di scariche elettriche in aria.

DISIMBALLAGGIO DEI MODULI E IMMAGAZZINAGGIO

- Non trasportare i moduli in posizione verticale;
- Trasportare i moduli dal telaio insieme a due o più persone;
- Non collocare i moduli uno sull'altro;
- Non modificare i cavi dei diodi di bypass;
- Tenere puliti ed asciutti tutti i contatti elettrici;
- Se si rende necessario l'immagazzinamento temporaneo dei moduli, utilizzare uno spazio asciutto e ventilato;
- Trasportare legno e cartone nella zona rifiuto

(Assicurarsi della presenza di idonei ed adeguati estintori - rischio incendio)

INSTALLAZIONE DEI MODULI

- Accertarsi che i moduli corrispondano ai requisiti tecnici dell'intero impianto;
- Le persone non autorizzate - ad eccezione del personale qualificato ed autorizzato - non devono aprire il coperchio della scatola di giunzione per evitare il rischio di scossa elettrica.

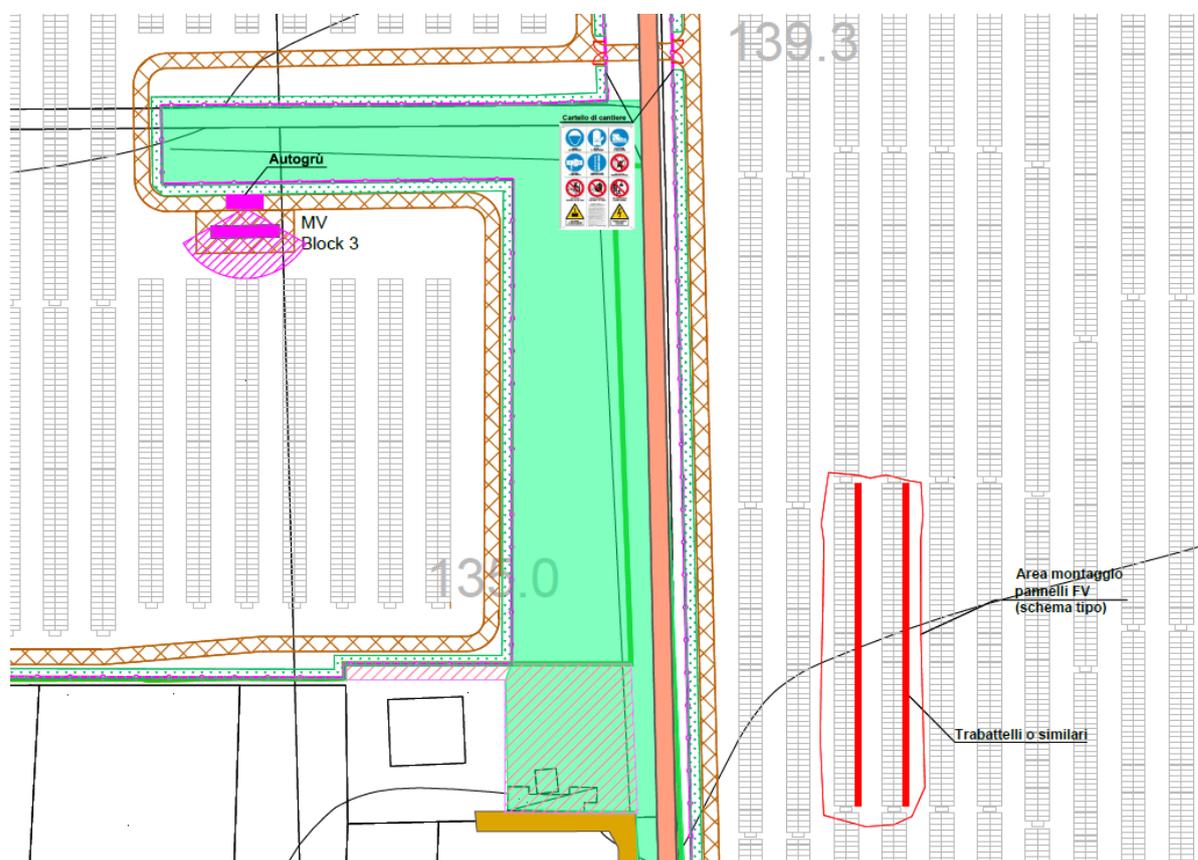


Figura 12 Layout di cantiere – dettaglio

ASTANTERIA

Contenuti minimi:

- Armadietto contenente presidi medicali;
- Barella pieghevole in alluminio;
- Trousse leva schegge;
- Kit lava occhi per primo soccorso;
- Rianimatore manuale in valigetta;
- Estintore CO2;
- Elenco telefoni utili di emergenza.

EMERGENZA ED EVACUAZIONE

- Sarà cura di ogni impresa nominare un addetto al primo soccorso, emergenza incendio ed evacuazione, nonché un preposto tra i lavoratori che svolgeranno l'attività lavorativa per il cantiere in oggetto.
- Sarà cura del CSE assieme agli addetti di ciascuna impresa presente predisporre procedure comportamentali da seguire in caso di emergenza, e verificare lo svolgimento di riunioni di formazione all'interno delle singole ditte, mirate alla conoscenza delle prescrizioni stabilite;
- il CSE verificherà la presenza di un elenco dei numeri di telefono per le emergenze e del personale addetto alle emergenze, primo soccorso.
- Verificherà la presenza degli estintori all'interno del cantiere;
- Verificherà la presenza delle cassette di primo soccorso/medicazione;
- Assicurerà che la zona di accesso all'astanteria sia sempre sgombra da mezzi/attrezzature per facilitare l'ingresso dei mezzi di soccorso.

PROCEDURA POSA IN OPERA PREFABBRICATI (CABINATI)

- a) Assicurarsi che il mezzo sia regolarmente sottoposto a manutenzione e che ogni sua parte sia in perfetta efficienza;
- b) assicurarsi che il posizionamento del mezzo sia ben stabile al suolo in funzione del momento generato dal peso e dalla distanza dei carichi sollevati e movimentati dal braccio dell'autogrù (sbraccio);
- c) un addetto, prima di consentire l'inizio della manovra di sollevamento deve verificare che il carico sia stato imbracato correttamente;
- d) gli addetti all'imbracatura ed aggancio del carico, devono allontanarsi al più presto dalla sua traiettoria durante la fase di sollevamento;
- e) è vietato sostare in attesa sotto la traiettoria del carico;
- f) gli addetti devono ricevere adeguata informazione sui rischi connessi alla lavorazione ed adeguata formazione sulle operazioni da compiere;

g) le operazioni dovranno essere eseguite da un preposto che assicura l'osservanza della procedura descritta;

h) prima dell'inizio delle operazioni di movimentazione dei carichi dovrà essere comunicato al CSE il nominativo del preposto.

PRESCRIZIONI REALIZZAZIONE CAVIDOTTO - FASE DI SCAVO

- Delimitare preliminarmente l'area di scavo ed adottare idonee misure di protezione fronte scavo;
- Non accumulare a bordo scavo il materiale di risulta;
- Posizionare idonee lastre di acciaio in corrispondenza dell'attraversamento stradale, assicurando la viabilità dei mezzi di cantiere.

PRESCRIZIONI REALIZZAZIONE CAVIDOTTO - POSA CAVI

- Particolare attenzione dovrà essere posta durante la fase di movimentazione delle bobine e durante la fase di posa dei cavi;
- Delimitare la zona durante la fase di scarico delle bobine, verificare la portata delle autogrù, adottare idonei sistemi di blocco;
- Utilizzare alzabobine idonee alla dimensione e peso delle bobine;
- Utilizzare rulli portacavo;
- Utilizzare idonee apparecchiature tira-cavo per il passaggio dei cavi.

4.8 ELEMENTI DISTINTIVI COSTITUENTI L'IMPIANTO

In questa sezione si discutono i vari componenti caratterizzanti l'impianto fotovoltaico Grottaglie. Si incontrano: la descrizione dei moduli bifacciali, le strutture tracker portamoduli, i cabinati di conversione, la cabina di consegna e quella utente, i cavi e i cavidotti e la configurazione elettrica di impianto.

4.8.1 MODULI BIFACCIALI

L'elemento base del sistema è rappresentato dal modulo (o pannello) fotovoltaico, che costituisce fisicamente la singola unità produttiva del sistema. Il modulo a sua volta è costituito da un insieme di celle fotovoltaiche di determinate dimensioni e caratteristiche, assemblate e collegate elettricamente per conferire la potenza e la tensione richieste.

La scelta è stata orientata verso la tipologia di modulo bifacciale monocristallino, realizzati da Trina Solar denominati "Vertex". In particolare, quelli utilizzati sono quelli da 550 Watt, identificati dalla sigla "TSM-DEG19C.20".

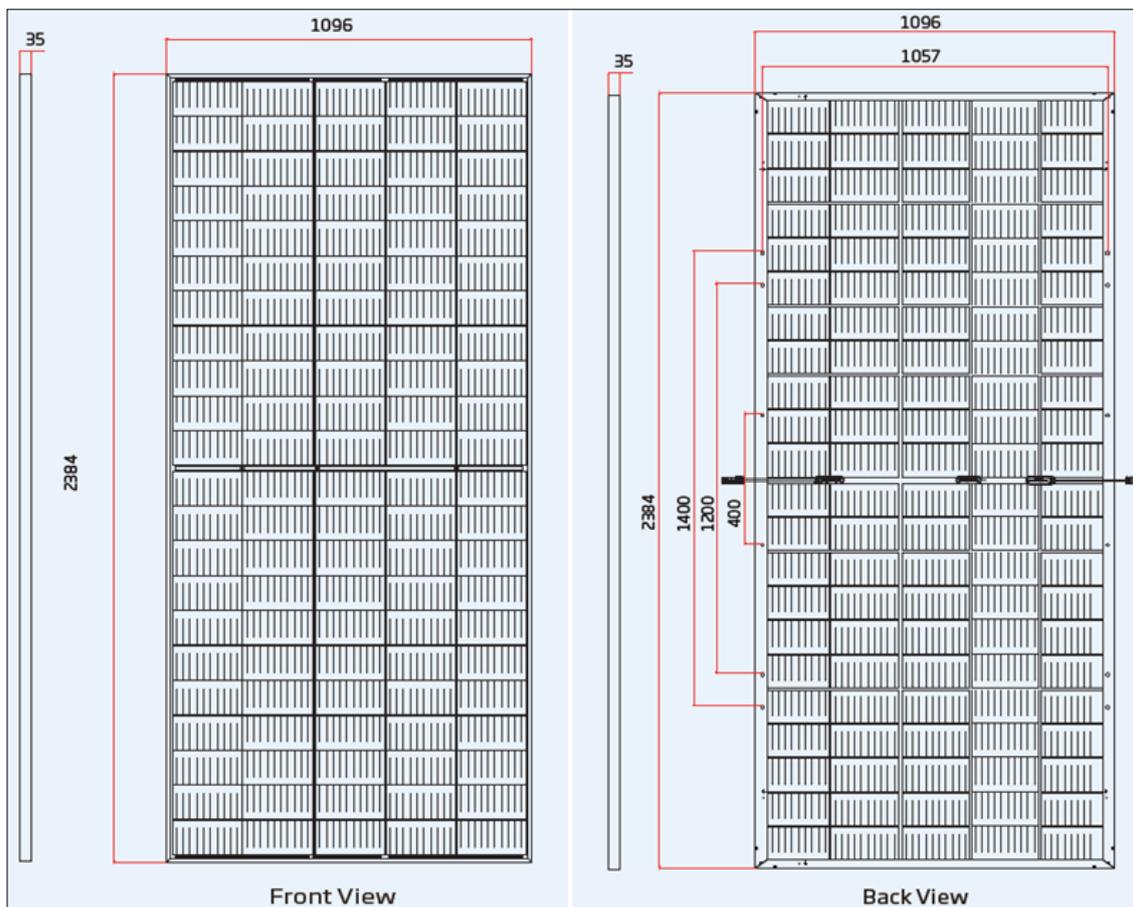


Figura 13 Dimensioni modulo "TSM-DEG19C.20"

4.8.2 CERTIFICAZIONE DI QUALITÀ

I fattori più importanti per identificare la qualità di un modulo fotovoltaico sono: la durata nel tempo delle prestazioni, l'efficienza di conversione, la tolleranza sulla potenza dichiarata, l'affidabilità, il livello di tecnologia utilizzato per la realizzazione e il rispetto delle normative vigenti. Tali parametri sono forniti dai costruttori stessi e certificati secondo le richieste specifiche delle normative vigenti. In particolare il modulo utilizzato è certificato secondo la IEC61215, IEC61730, IEC61701, IEC62716 e UL1703.

4.8.3 STRUTTURE PORTAMODULI

Al fine di ottimizzare al massimo l'installazione della potenza all'interno dell'area di impianto, si è optato per l'utilizzo di due differenti configurazioni di strutture tracker.

Nello specifico verranno utilizzate la configurazione 2X58+1 e 2X39, avendo così maggiore flessibilità nella fase di progettazione.

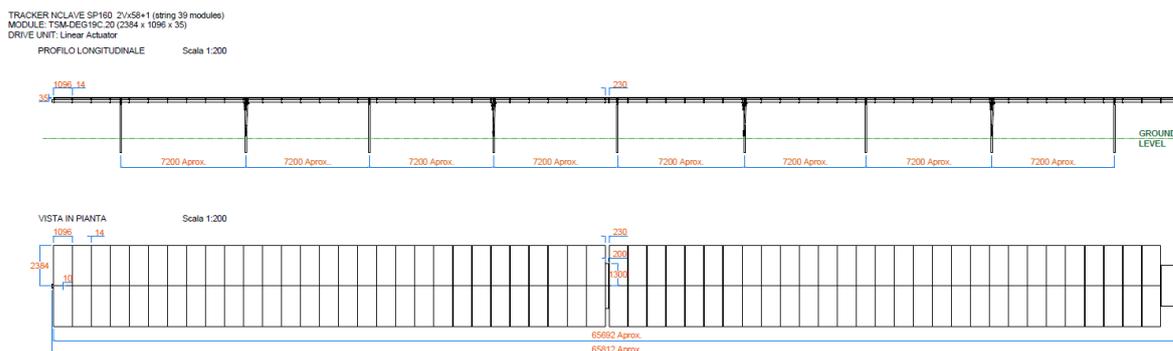


Figura 14: Configurazione Struttura tracker 2x58+1

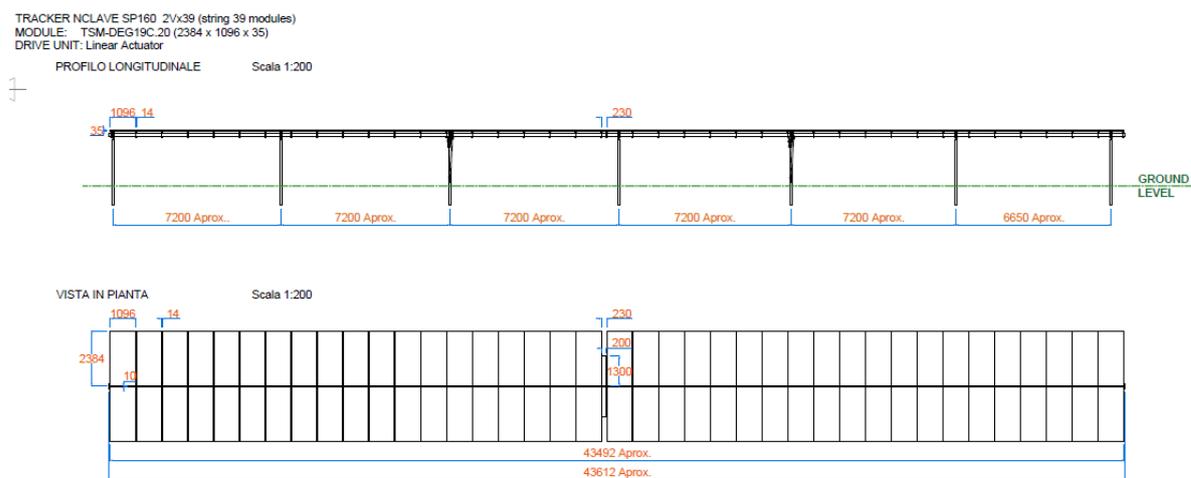


Figura 15: Configurazione Struttura tracker 2x39

Le strutture tra loro distano 9,50 m in direzione est-ovest e 0,30 m in direzione nord-sud; dalle recinzioni poste lungo il perimetro di impianto verrà lasciato uno spazio libero pari a 8 metri.

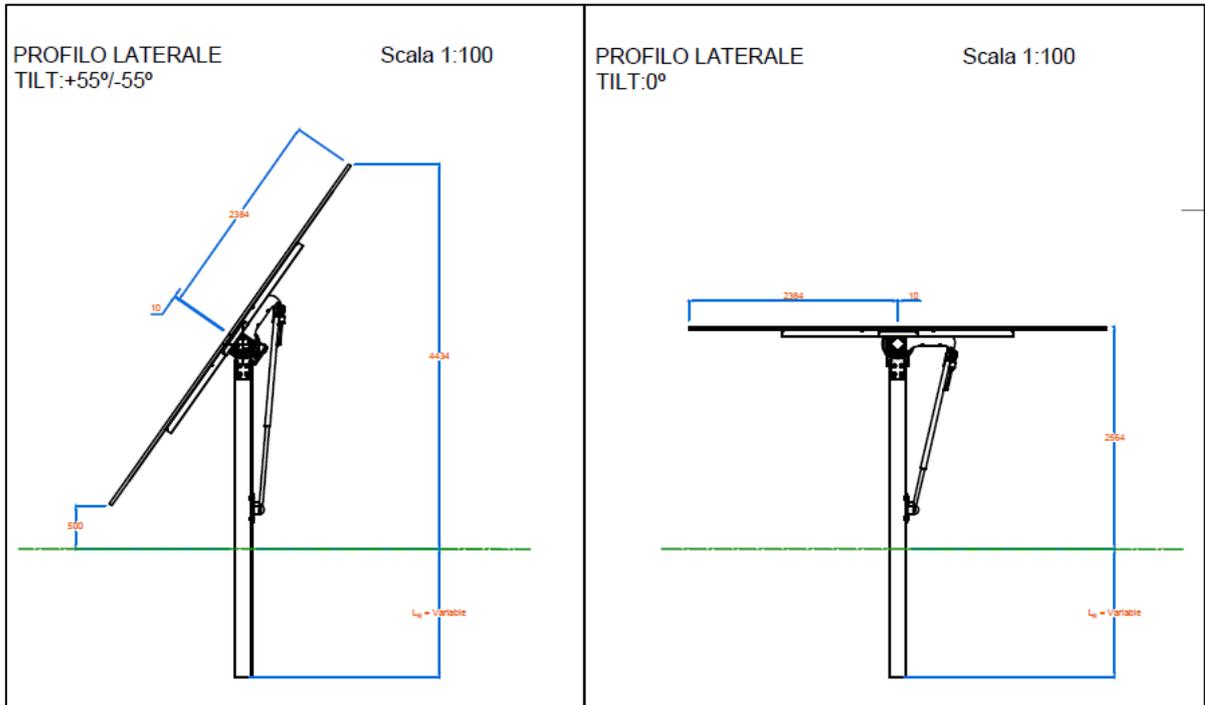


Figura 16: Sezione tipo Struttura tracker

Per i dettagli sulle strutture si rimanda ai seguenti documenti:

- XXX_ElaboratoGrafico_0_22 - Dettagli strutture di supporto;
- XXX_CalcoliPrelStrutture – Relazione sui Calcoli preliminari strutture

4.8.4 RECINZIONI E CANCELLI

Le aree est ed ovest dell'impianto fotovoltaico saranno delimitate da apposita recinzione, completa di accesso protetto con cancello carrabile ad anta scorrevole, come quello sotto rappresentato. L'impianto verrà caratterizzato dalla presenza di due differenti punti di accesso all'area per le due porzioni recintate, all'impianto si accederà mediante la viabilità esistente interpoderale.



Figura 17 Punti di accesso area di impianto (rif. doc. XXX_ElaboratoGrafico_0_19 - Layout Progetto)

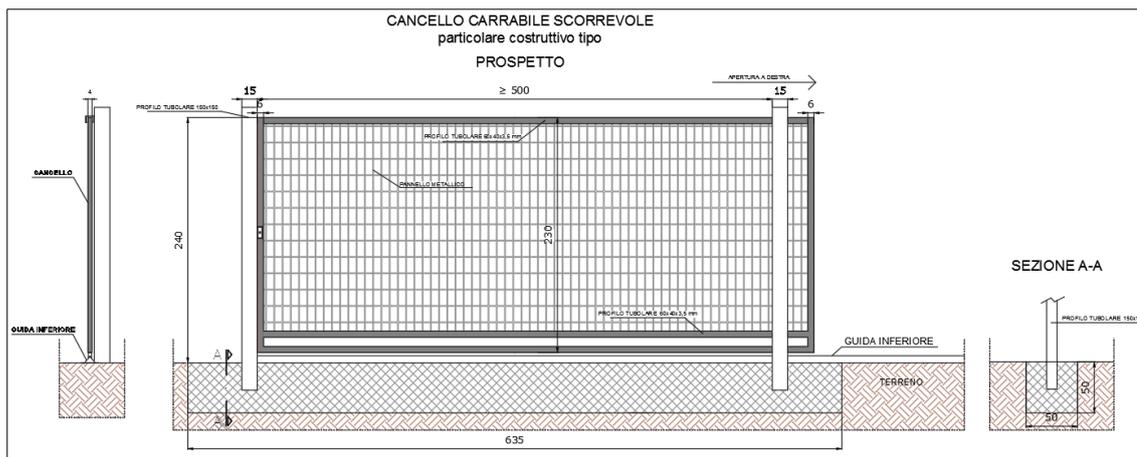


Figura 18 Cannello carrabile scorrevole (rif. doc. XXX_ElaboratoGrafico_0_23 - Particolari costruttivi recinzione)

Si prevede la delimitazione dell'area di impianto a mezzo di una recinzione perimetrale, tale recinzione verrà realizzata con pali fissati nel terreno con plinti e rete metallica.

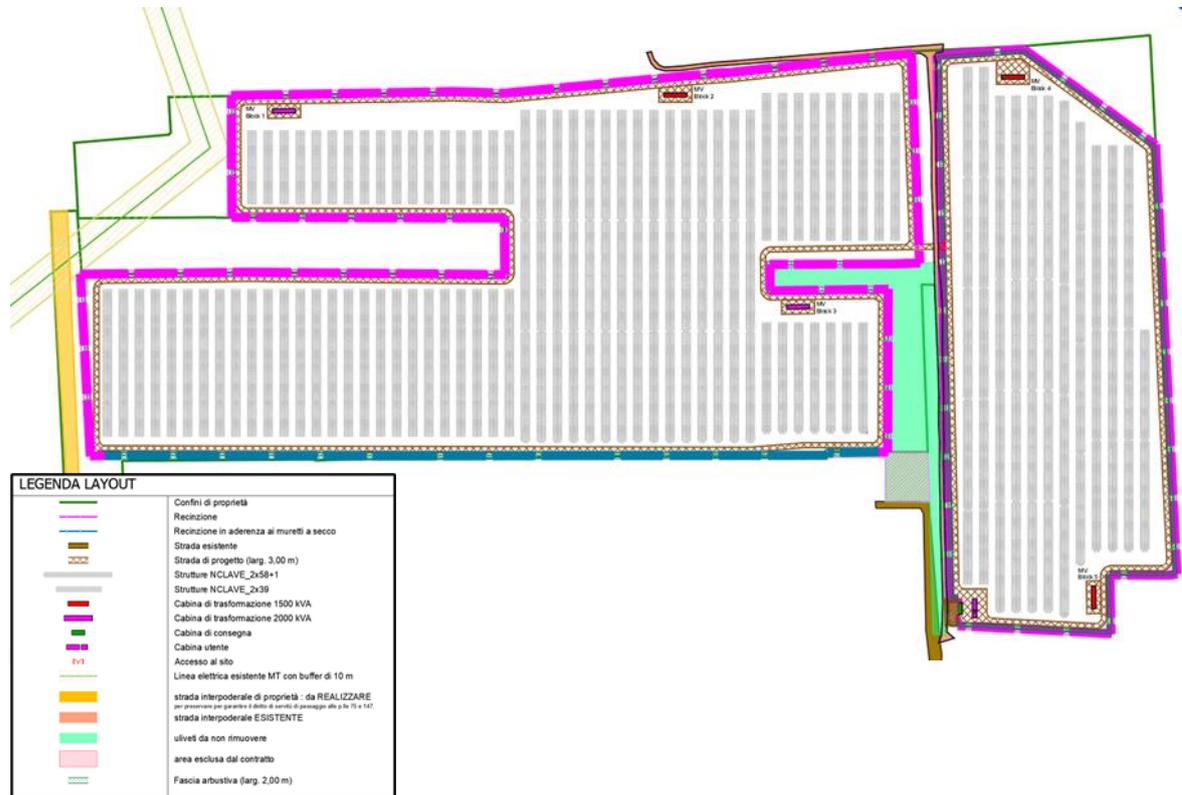


Figura 19: Area di impianto – In magenta le recinzioni aventi altezza pari a 2,65 m.

La recinzione sarà opportunamente installata applicando un franco libero di 15 centimetri rispetto al terreno, al fine di non ostacolare il passaggio della fauna selvatica. Dalla recinzione sarà necessario rispettare una fascia di 8 metri in cui non sarà consentita l'installazione dei moduli fotovoltaici; all'interno di tale fascia si potrà realizzare la viabilità di impianto ed una fascia adibita al posizionamento delle opere di mitigazione. In prossimità dei muretti a secco sarà importante mantenere un franco libero tra il muretto e la recinzione (Figura 21).

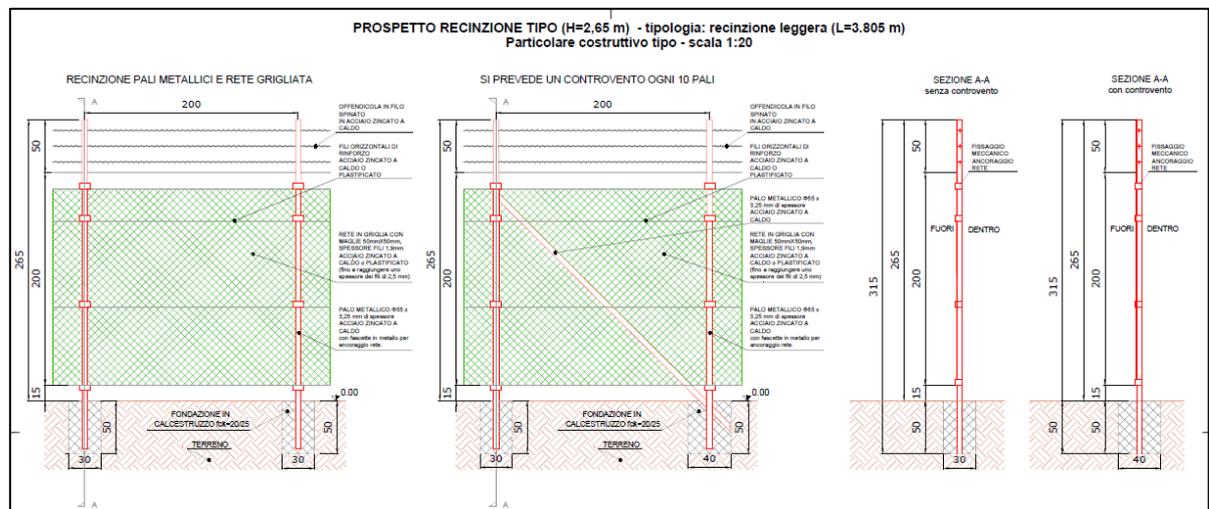


Figura 20 Rappresentazione della recinzione tipo.

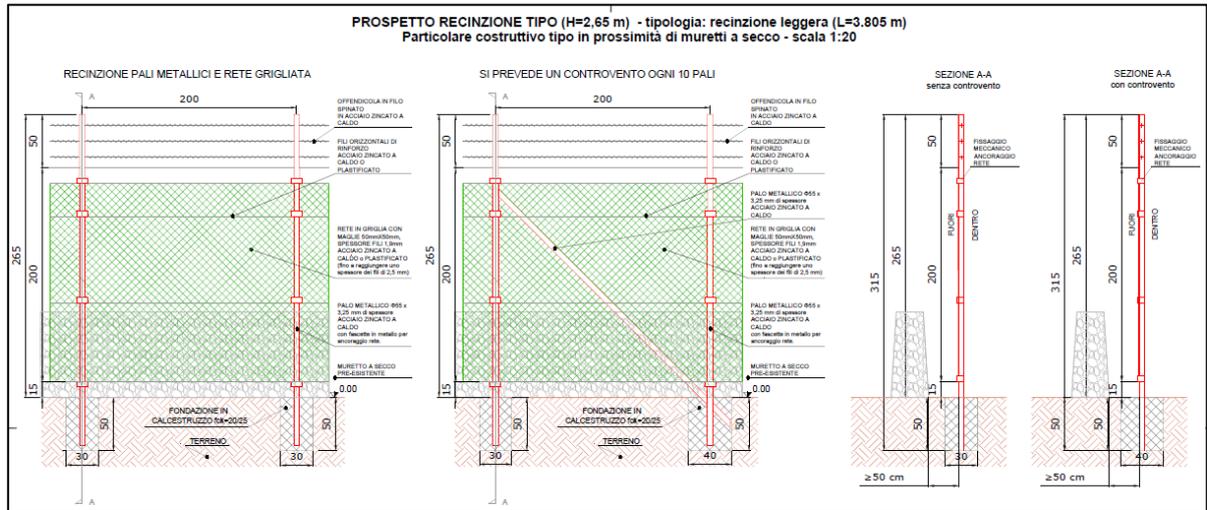


Figura 21 Rappresentazione della recinzione tipo.

4.8.5 **FONDAZIONI**

Con riferimento alle fondazioni dei cabinati di conversione, si ha la necessità di realizzare un basamento su cui si ubicherà il cabinato (elemento prefabbricato che già include l'elemento fondale al suo interno). Pertanto, dopo opportuna preparazione e compattazione del terreno, si procederà al trasporto ed alla posa in opera della fondazione prefabbricata per i cabinati.

Ulteriori fondazioni presenti sono quelle relative alle recinzioni e al cancello di accesso: le recinzioni, pur avendo due differenti altezze, avranno la medesima tipologia di fondazione che sarà costituita da plinti isolati di dimensioni 0.30x0.50x0.30 m con, ogni 10 pali, una fondazione di 0.40x0.40x0.50 m che è adibita ad accogliere oltre al palo verticale quello del controvento.

4.8.6 **VIABILITÀ INTERNA DI SERVIZIO E PIAZZALI**

In assenza di viabilità esistente adeguata sarà realizzata una strada in misto granulometrico (larghezza carreggiata netta 3 m) per garantire l'ispezione dell'area di impianto dove necessario e per l'accesso alle piazzole delle cabine. La viabilità è stata prevista lungo il perimetro dell'impianto.

La scelta della tipologia pacchetto stradale è stata valutata in base alle caratteristiche geotecniche del terreno, alla morfologia del sito, alla posizione ed accessibilità del sito.

Durante la fase esecutiva sarà dettagliato il pacchetto stradale definendo la soluzione ingegneristica più adatta.

4.8.7 CABINATI DI TRASFORMAZIONE

All'interno dell'impianto sono stati collocati due tipologie di cabinati di trasformazione che hanno rispettivamente potenza in funzione del trasformatore trifase MT/BT da 2000 kVA oppure 1500 kVA.

All'interno dell'impianto, il numero di cabinati di trasformazione previsti è 5, nello specifico, tre per il l'area ad ovest mentre due per l'area d'impianto da est.

I cabinati di trasformazione presenti all'interno del campo fotovoltaico, a prescindere della potenza di funzionamento, occupano rispettivamente una superficie di 1350 x 248 cm.

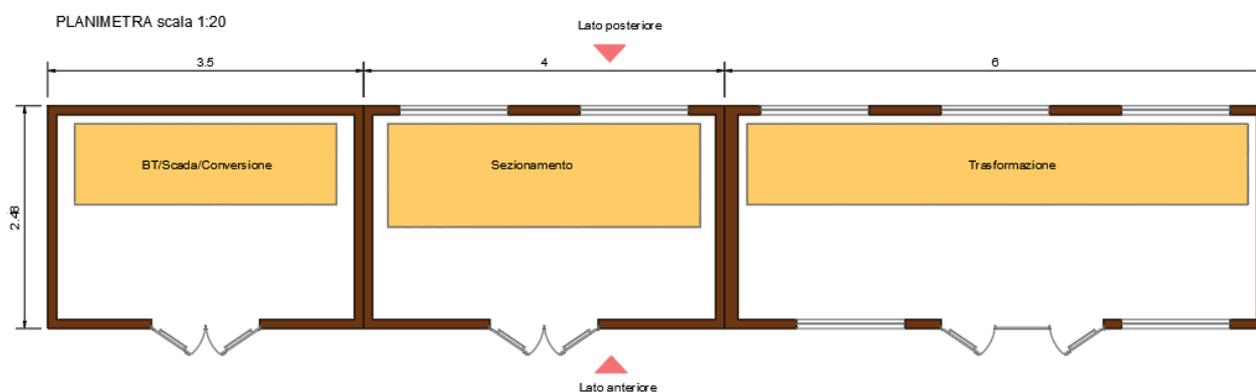


Figura 22 Rappresentazione della cabina di trasformazione

Di seguito si riportano alcune figure di dettaglio relative ai cabinati di trasformazione all'interno dell'impianto:

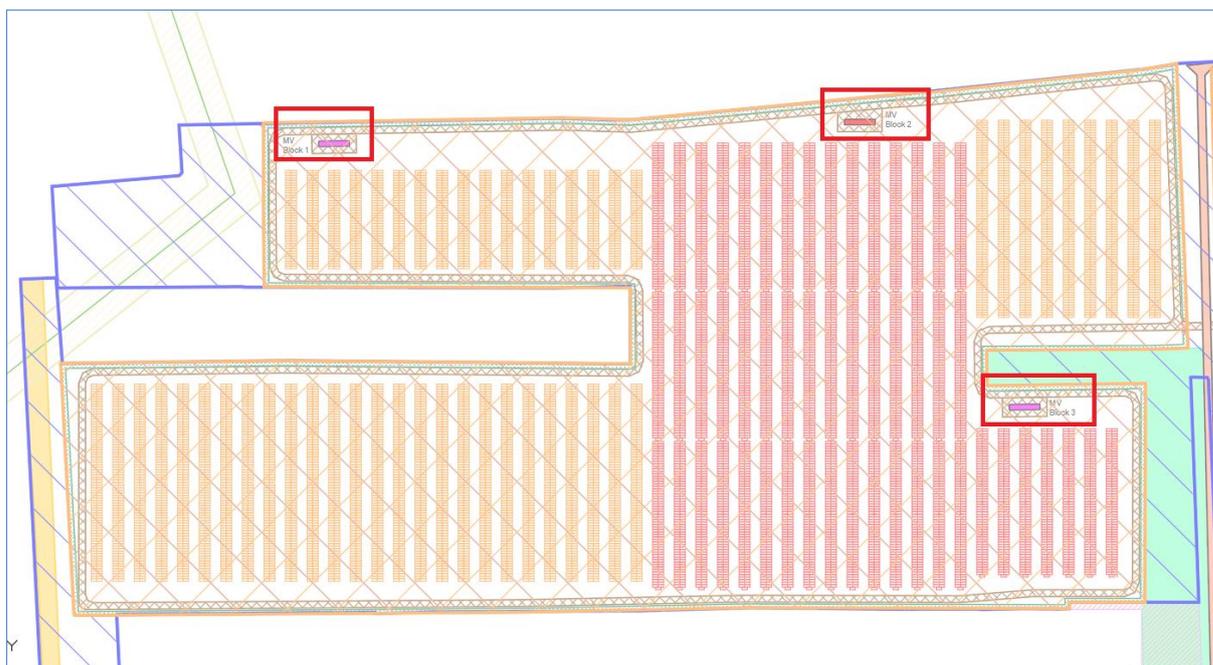


Figura 23 Individuazione dei cabinati di trasformazione di riferimento per l'area a ovest

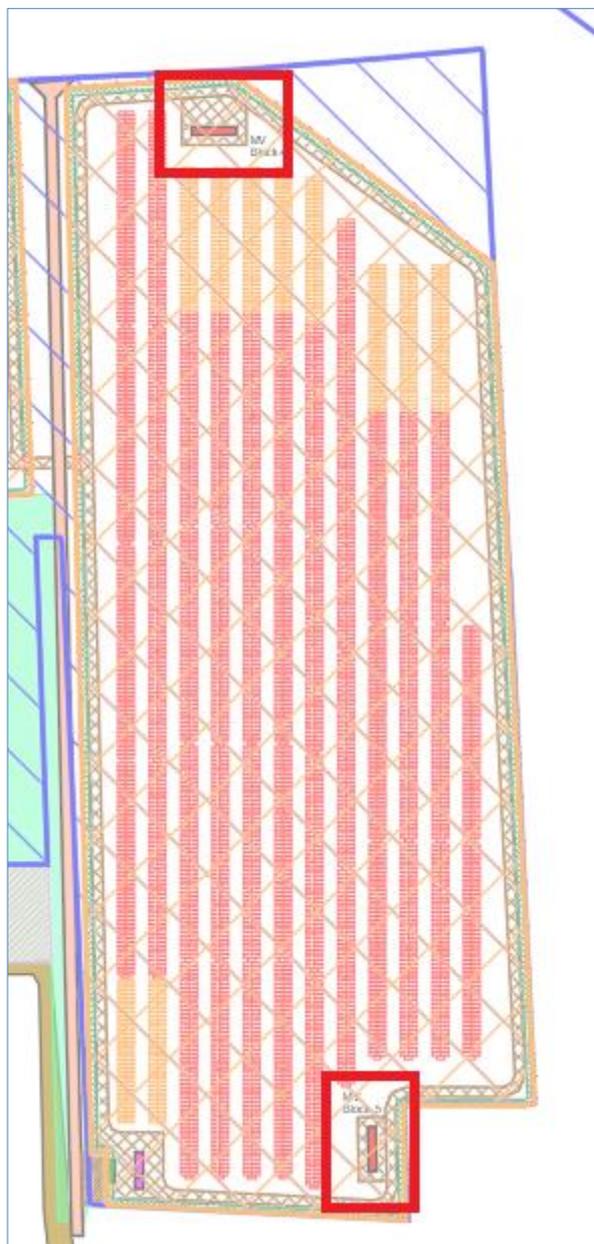


Figura 24 Individuazione dei cabinati di trasformazione di riferimento per l'area a sud

4.8.8 CABINA DI CONSEGNA

La società e-distribuzione S.p.A. tramite codice di rintracciabilità **T0737814**, ha inoltrato il preventivo di connessione alla rete MT per l'impianto di produzione da fonte Solare sito nel Comune di Grottaglie (TA), in c.da Angiulli SNC per una potenza in immissione richiesta di 8500,00 kW. Di seguito vengono dettagliati i criteri di connessione alla rete del distributore:

L'impianto in questione sarà allacciato alla rete di Distribuzione, ad una tensione nominale a 20kV, tramite la realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina primaria AT/MT "TARANTO NORD SEZMT". È prevista inoltre una richiusura su una linea MT aerea esistente, LINEA MT MONTEMESOLA (D53027124), nella tratta tra i nodi "3-261887" e "4-160728". Nella tratta di connessione in cavo interrato tra la cabina di consegna e la cabina primaria AT/MT suddetta, è prevista la realizzazione di una cabina di sezionamento di tipo "box" caratterizzata da scomparti elettromeccanici di tipo motorizzato.

In particolare la STMG prevede la realizzazione dei seguenti impianti:

- SCOMPARTO INTERRUTTORE MT DI CABINA PRIMARIA ED APPARRECCHIATURE CONNESSE
- LINEA IN CAVO SOTTERRANEO AL 185 mm² SU TERRENO NATURALE: m 7410
- LINEA IN CAVO SOTTERRANEO AL 185 mm² SU STRADA ASFALTATA CON RIEMPIMENTO IN INERTE NATURALE ERIPRISTINI: m 1600
- CABINA DI SEZIONAMENTO UNIFICATA DI TIPO "BOX INSERITA SU LINEA IN CAVO SOTTERRANEO"
- ALLESTIMENTO CABINA DI CONSEGNA ENTRA-ESCE
- NUOVO DISPOSITIVO DI SEZIONAMENTO IN CABINA SECONDARIA ESISTENTE
- MONTAGGI ELETTROMECCANICI CON 2 SCOMPARTI DI LINEA+CONSEGNA: 1
- DISPOSITIVO DI SEZIONAMENTO MOTORIZZATO DA PALO SU LINEA AEREA ESISTENTE

La cabina di consegna sarà conforme alla specifica enel DG2092 mentre la cabina di sezionamento saranno conforme alla specifica enel DG2061 del distributore. Di seguito il dettaglio della cabina consegna e sezionamento:

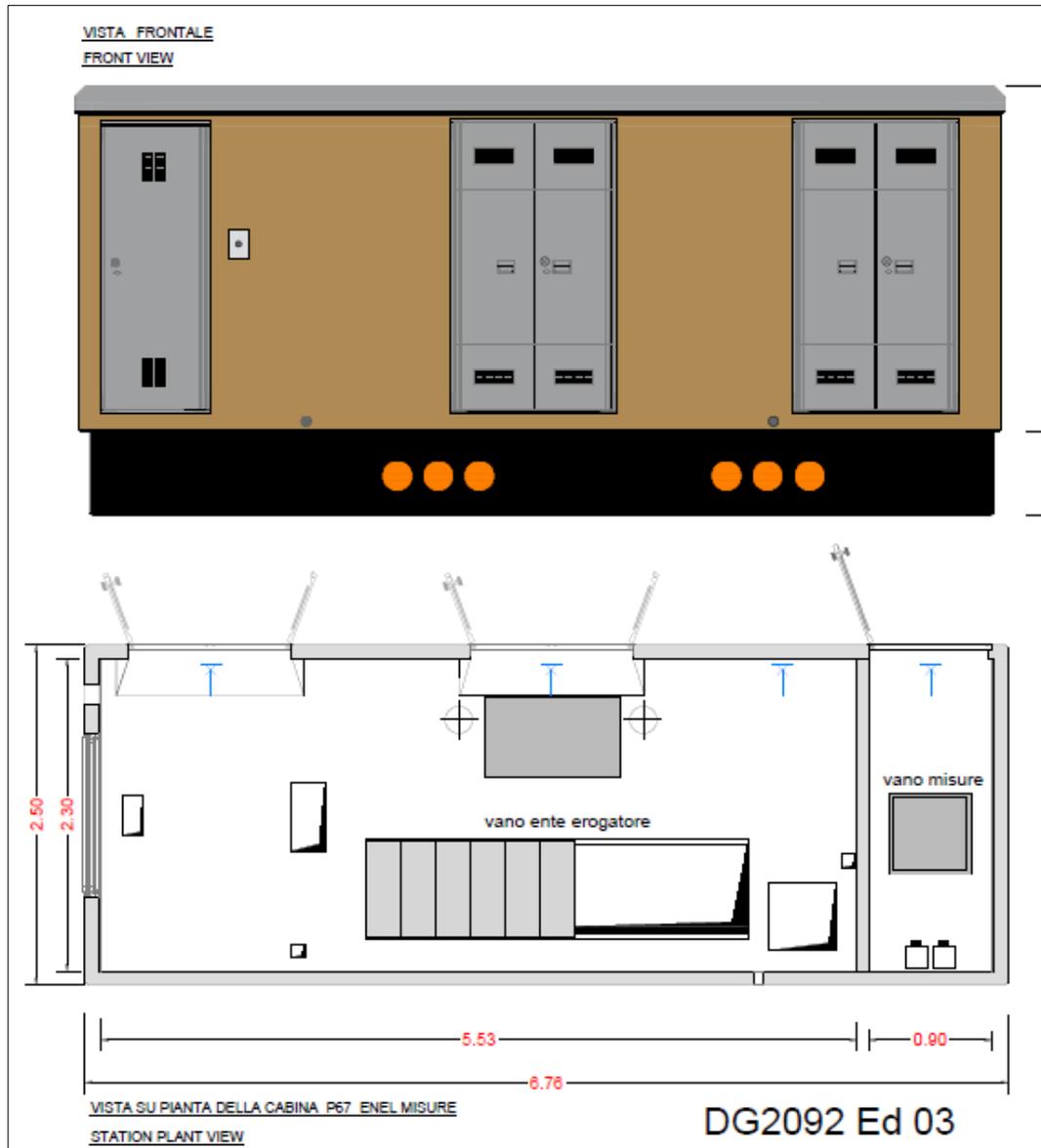


Figura 25 Tipologico Cabina di Consegna

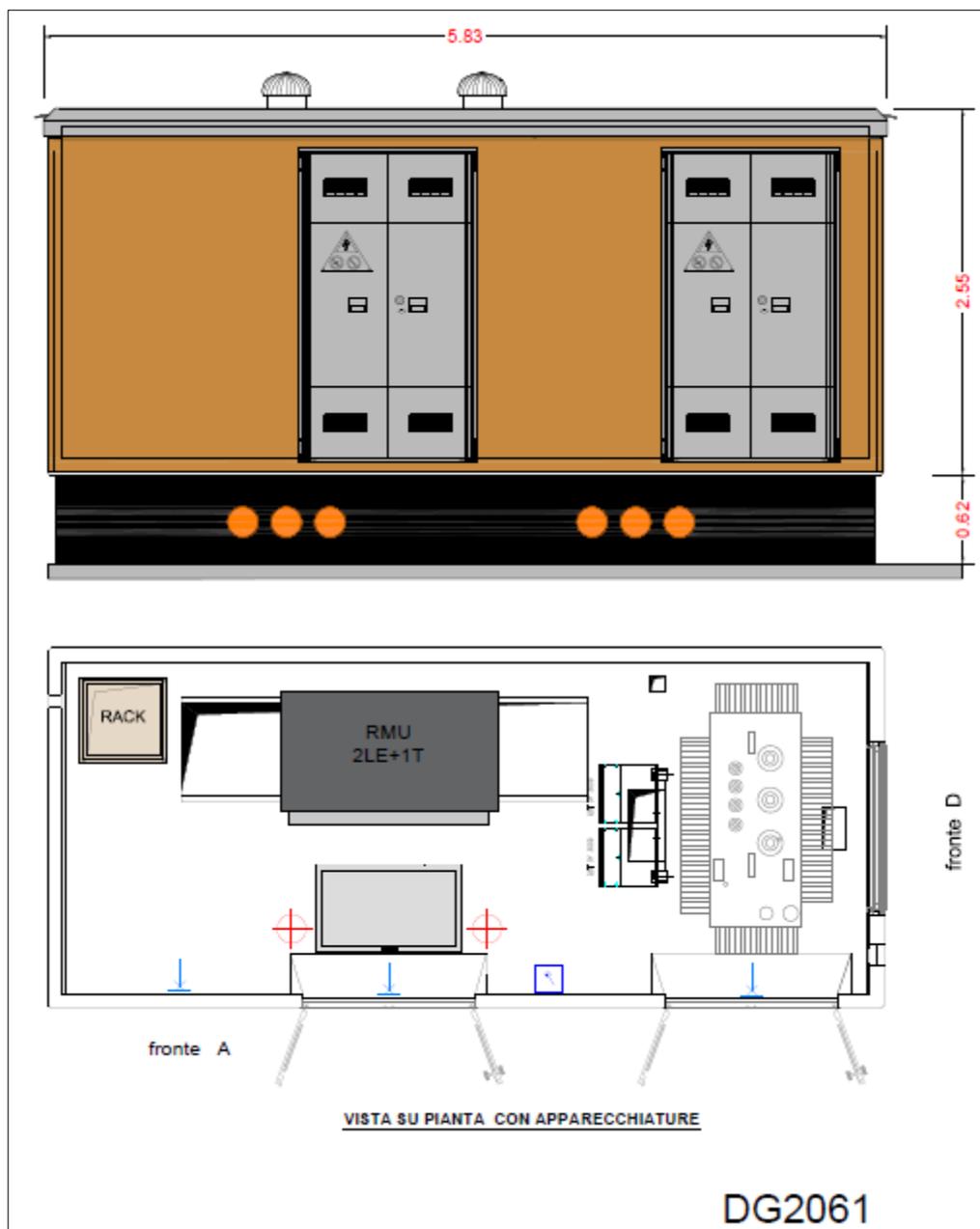


Figura 26 Tipologico Cabina di Sezionamento

4.8.9 CABINA UTENTE

La cabina utente di riferimento, sarà costituita da n.2 Box collocati nell'area est dell'impianto come indicato nell'elaborato XXX_ElaboratoGrafico_0_19 -Layout Progetto.

Essa verrà realizzata con strutture prefabbricate con vasca di fondazione con fori a frattura prestabilita per il passaggio dei cavi MT/BT.

Sarà così definite:

1. Box MT/TSA diviso in due vani: vano MT e vano Trasformatore (TSA). Il vano MT ospiterà un quadro principale MT equipaggiato con un interruttore generale, con cella misura, con la partenza per il collegamento della linea radiale MT di campo e con una

partenza per alimentare il trasformatore MT/BT. Il trasformatore MT/BT (20000/400V) di tagli nominale 50kVA (isolato in resina) sarà posizionato nel vano TSA e verrà utilizzato per l'alimentazione dei servizi ausiliari d'impianto.

2. Box SCADA/bt ospiterà gli apparati SCADA e telecontrollo nonché gli apparati per la registrazione dei parametri elettrici.

I locali avranno le dimensioni e gli allestimenti indicati come di seguito:

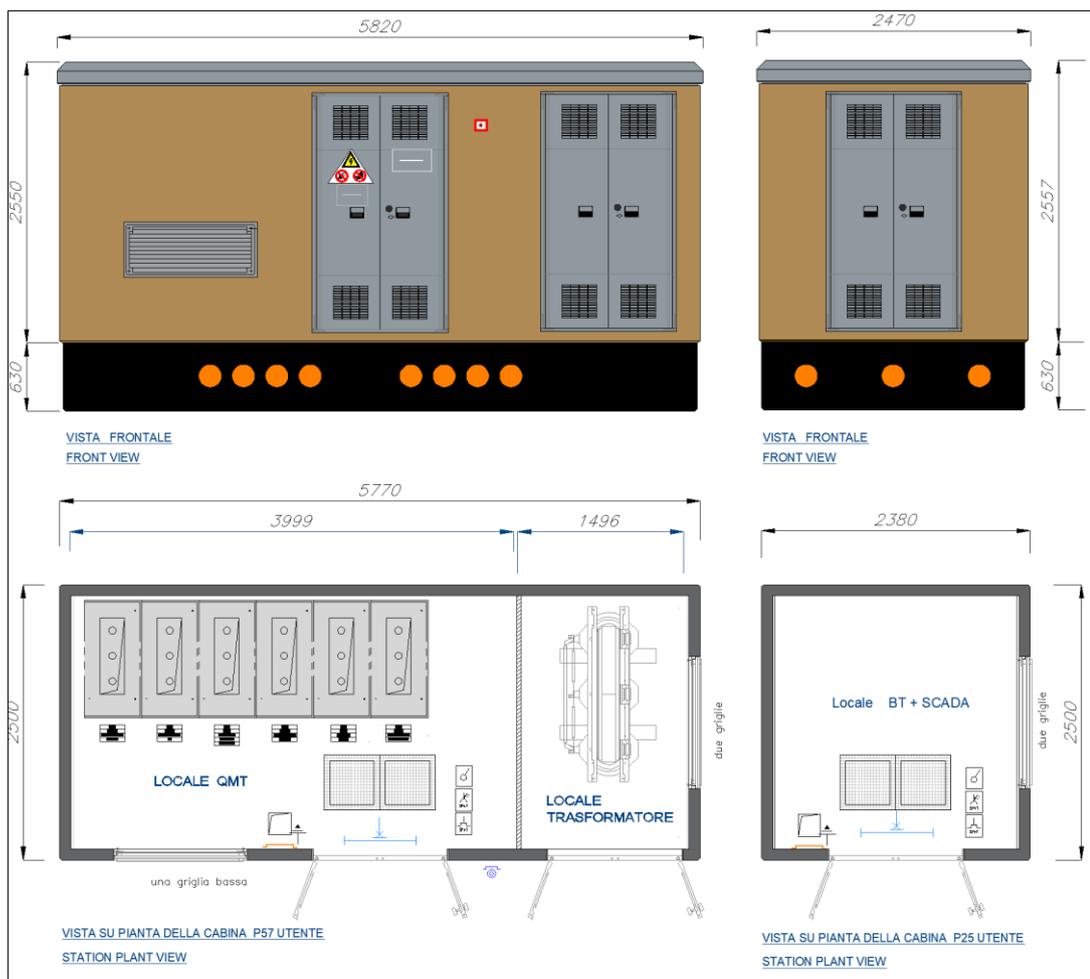


Figura 27 Cabina Utente (MT -TSA) e (SCADA - bt)

4.8.10 CAVI E SEZIONE CAVIDOTTI

I cavi MT, BT AC, BT Aux e di comunicazione saranno interrati e devono tenere in considerazione delle interferenze relative ai sottoservizi.

Per quanto riguarda invece i cavi solari (di stringa), la loro tipologia di posa varia a seconda del percorso: la posa è aerea quando sono installati al di sotto delle strutture portamoduli, mentre, per raggiungere uno String Inverter dove verranno "parallelati", la posa è in tubo corrugato interrato.

4.9 CONFIGURAZIONE ELETTRICA DI IMPIANTO

Si rappresenta di seguito sia lo stralcio dello Schema elettrico unifilare generale sia dei sottocampi tipo, visualizzabili con maggior dettaglio nei documentixxx_ElaboratoGrafico_0_28 - Schema

5 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

5.1 CALCOLO DELLA SUPERFICIE CAPTANTE

Per i sistemi collegati in rete, la rete elettrica agisce come un accumulatore dalla capacità illimitata, per cui il solo vincolo alla potenza prevista per la centrale è rappresentato dalla superficie disponibile oltre che dalla dimensione ed economicità dell'investimento.

Nel caso in progetto l'area per la costruzione del parco è di circa 13,360 ettari, ed è congruente con una potenza nominale di 10,275 MWp.

Infatti, una volta scelto il modulo da impiegare e dunque conoscendone le dimensioni e le prestazioni di picco, la superficie captante necessaria è determinata come segue:

- Potenza nominale modulo: 550 Wp
- Superficie captante modulo: 2,61 m²
- Numero di moduli: 18.681
- Superficie totale netta captante: 48.757,41 m²

I moduli sono disposti su apposite strutture portamoduli (tracker) in acciaio zincato, aventi range di rotazione massima pari a +/-55°.

Le strutture, in direzione N-S, sono disposte parallelamente fra loro con una distanza pari a 0,3 m, mentre lo spazio tra le file in direzione E-W è pari a 4,722metri (pitch 9,50 metri). Tale configurazione garantisce uno spazio libero lateralmente a ciascuna fila, in maniera tale da evitare ogni possibile ombreggiamento reciproco ed occupare nel migliore modo possibile, tutte le aree scevre di ombre disponibili sulla superficie interessata.

La configurazione del parco fotovoltaico e, a seguire il layout d'impianto, è visualizzabile con maggior dettaglio nel documento XXX_ElaboratoGrafico_0_19 -Layout Progetto(*scala 1:500*).

5.2 CALCOLO DELL'IRRAGGIAMENTO

Il sito individuato per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico ha coordinate:

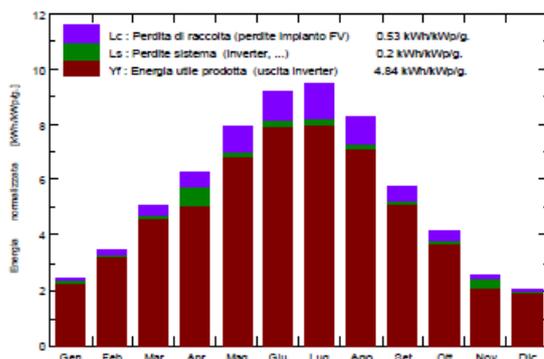
- 40°33'43.97"Nord; 17°22'25.07"Est, Quota: 138 m.s.l.m.

I dati climatici storici utilizzati sono quelli riportati nel database internazionale SolarGISMonthly presente nel software PVSyst. Considerando le coordinate del sito, la potenza dell'impianto, il tipo di modulo utilizzato, si ricava una radiazione solare sul piano dei moduli pari a 1.604 kWh/m².

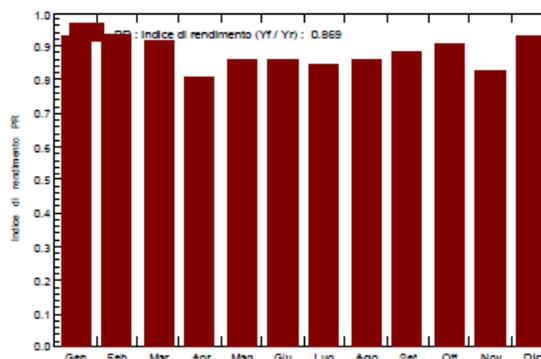
Nella tabella seguente viene evidenziata la producibilità annua in kWh/kWp dell'impianto in oggetto, assumendo come riferimento per il calcolo UNI 10349-UNI 8477/1, la città di Grottaglie, e in particolare il luogo con le seguenti coordinate geografiche:

- 40°33'43.97"Nord; 17°22'25.07"Est,
- Quota: 138 m.s.l.m.,
- Potenza nominale del sistema FV: 10275,0 kWp (silicio monocristallino)

Produzione normalizzata (per kWp installato): Potenza nominale 10275 kWp



Indice di rendimento PR



Grottaglie Bilanci e risultati principali

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	
Gennaio	59.7	27.60	9.00	76.2	71.7	754	732	0.934
Febbraio	76.2	34.20	9.10	97.1	91.6	958	933	0.935
Marzo	124.5	50.80	11.20	156.6	148.5	1517	1476	0.917
Aprile	150.9	63.90	13.70	188.1	178.3	1782	1557	0.805
Maggio	197.2	76.30	18.50	245.4	233.1	2227	2168	0.860
Giugno	215.4	74.10	23.00	275.4	261.9	2505	2441	0.863
Luglio	228.4	70.40	25.50	293.3	279.5	2614	2546	0.845
Agosto	199.0	66.30	25.90	255.9	243.7	2322	2262	0.860
Settembre	138.3	56.70	21.80	174.2	165.2	1618	1576	0.880
Ottobre	100.3	44.90	18.00	128.4	121.1	1225	1193	0.905
Novembre	62.5	30.30	13.70	77.9	73.4	759	660	0.825
Dicembre	51.9	25.10	10.20	65.3	61.3	645	626	0.933
Anno	1604.3	620.60	16.68	2033.8	1929.3	18925	18169	0.869

Legenda: GlobHor Irraggiamento orizz. globale
DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.
T_Amb T amb.
GlobInc Globale incidente piano coll.
GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre
EArray Energia effettiva in uscita campo
E_Grid Energia iniettata nella rete
PR Indice di rendimento

Figura 30; stralcio PVSyst

5.3 CALCOLO DELL'ENERGIA E DELLE EMISSIONI EVITATE

Il calcolo dell'energia prodotta annualmente dall'impianto è stato effettuato avendo ipotizzato l'impiego di moduli in silicio monocristallino ed aventi una efficienza nominale del 20,8%. Il calcolo, riportato in dettaglio nella tabella riepilogativa, permette di concludere che mediamente l'energia prodotta sarà pari a 18,169 GWh/anno.

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico permetterà di produrre energia elettrica senza l'impiego di combustibili fossili e senza comportare l'emissione di alcuna sostanza inquinante e gas serra (CO₂).

Nella Tabella 3 sono riportate le emissioni risparmiate per kWh prodotto, rispetto ai convenzionali combustibili impiegati per la produzione di energia elettrica.

Combustibile	Emissioni Evitate per kWh prodotto		
	CO ₂ [g/kWh]	NO _x [g/kWh]	SO ₂ [g/kWh]
Carbone	830-920	0,630-1,560	0,630-1,370
Gas naturale	370-420	0,650-0,810	0,045-0,140
Petrolio	1.000	1,90	1,40

Tabella 3. Emissioni Risparmiate per kWh di Energia Elettrica Prodotta (ENEA, 2008).

Considerando che l'impianto solare in progetto produrrà mediamente 2074,09 kWh (cfr. paragrafo precedente), si eviteranno le emissioni nella Tabella 4

Combustibile	Emissioni Evitate dall'impianto		
	CO ₂ [kg]	NO _x [kg]	SO ₂ [kg]
Carbone	1721-1908	1,307-3,236	1,307-2,841
Gas naturale	767-871	1,348-1,680	0,093-0,290
Petrolio	2074	3,941	2,904

Tabella 4. Emissioni Risparmiate dall'impianto fotovoltaico

5.4 CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE

L'impianto è stato dimensionato in modo tale da costituire un campo fotovoltaico della potenza di 10,275 MW (STC), pari a 8,500 MVA con fattore di potenza uguale a uno come richiesto dalla normativa vigente, e composto come segue:

- Potenza nominale modulo: 550 Wp
- Superficie captante modulo: 2,61 m²
- Numero di moduli: 18.681
- Numero di stringhe: 479
- Potenza nominale stringa: 21450 Wp
- Numero di moduli fotovoltaici connessi in serie: 39 per stringa
- N° moduli/sottocampo:

- Sottocampo 1: N°4.368 moduli;
- Sottocampo 2: N°3.315 moduli;
- Sottocampo 3: N°4.407 moduli;
- Sottocampo 4: N°3.315 moduli;
- Sottocampo 5: N°3.276 moduli.

- Tipo moduli fotovoltaici: monocristallino

- Superficie stringa: 101,90 m²

- N° stringhe/sottocampo:
 - Sottocampo 1: N°112 stringhe;
 - Sottocampo 2: N°85 stringhe;
 - Sottocampo 3: N°113 stringhe;
 - Sottocampo 4: N°85 stringhe;
 - Sottocampo 5: N°84 stringhe.

- Superficie captante dei moduli di ciascun sottocampo:
 - Sottocampo 1: 11.412,8 m²
 - Sottocampo 2: 8.661,5m²
 - Sottocampo 3: 11.514,7m²
 - Sottocampo 4: 8.661,5 m²
 - Sottocampo 5: 8.559,5 m²

- Potenza sottocampo:
 - Sottocampo 1: 2042,40 kWp
 - Sottocampo 2: 1823,25kWp
 - Sottocampo 3: 2426,85kWp
 - Sottocampo 4: 1823,25 kWp
 - Sottocampo 5: 1801,80 kWp

- Numero sottocampi della centrale: 5

- Superficie totale netta captante: 48.810,1 m²

Nota: I sottocampi sopra elencati, ai fini della configurazione elettrica, possono essere associati ai cabinati di trasformazione di ciascun area. Si possono individuare i sottocampi 1,2 e 3 all'interno dell'area ad ovest e i sottocampi 4 a 5 all'interno dell'area ad est. Seguendo l'ordine sopra menzionato, si riportano le associazioni sottocampo - cabinato di trasformazione:

- Sottocampo 1 - MV Block 1;

- Sottocampo 2 - MV Block 2;
- Sottocampo 3 - MV Block 3;
- Sottocampo 4 - MV Block 4;
- Sottocampo 4 - MV Block 5;

6 IMPIANTO FOTOVOLTAICO ED ELETTRICO

6.1 LEGGI E NORME DI RIFERIMENTO

Di seguito sono richiamate le principali norme che regolano le installazioni di impianti elettrici fotovoltaici e le norme che regolano il collaudo dei moduli fotovoltaici.

- Norme CEI – IEC per la parte elettrica convenzionale;
- Norme CEI – IEC o JRC – ESTI per i moduli fotovoltaici;
- Conformità al marchio CE per i moduli fotovoltaici ed il gruppo di conversione;
- UNI 10349 per il dimensionamento del generatore fotovoltaico;
- UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e ancoraggio dei moduli FV;
- DPR 547/55 e successive modificazioni per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- Legge 46/90 e DPR 447/91 (regolamento di attuazione) e successive modificazioni, per la sicurezza elettrica;
- Norma CEI 11-20 per il collegamento alla rete pubblica;
- Norme CEI EN 61484 per la misura ed acquisizione dei dati;
- Legge 133/99, articolo 10, comma 7, per gli aspetti fiscali;
- Normativa ENEL DK 5950 rev.1 per i dispositivi di interfaccia;
- Decreto attuativo art. 7, comma 1, DL 29 Dicembre 2003 n.387;
- EN 60891 (82-5), 1998 – Caratteristiche I-V di dispositivi FV in silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura ed irraggiamento;
- EN 60904-1 (82-1), 1995 – Dispositivi FV – Parte 1, misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione corrente;
- EN 60904-2 (82-2), 1996 – Dispositivi FV – Parte 2, Prescrizioni per le celle FV di riferimento;
- EN 60904-3 (82-3), 1996 – Dispositivi FV – Parte 3, Principi di misura per sistemi FV per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- EN 60904-5 (82-10), 1999 – Dispositivi FV – Parte 5, Determinazione della temperatura equivalente di cella (ETC) dei dispositivi solari FV attraverso il metodo delle tensioni a circuito aperto;
- EN 61215 (82-8), 1998 – Moduli FV in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto ed omologazione di tipo;
- EN 61227 (82-17), 1999 – Sistemi FV di uso terrestre per la generazione di energia elettrica. Generalità e guida.

6.2 CARATTERISTICHE DEI MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli fotovoltaici bifacciali previsti hanno elevato rendimento energetico alle condizioni climatiche più svariate, ottima resa anche in caso di scarsa irradiazione solare, coefficiente termico eccellente, provato rendimento di valore energetico con elevato coefficiente di prestazione.

Le caratteristiche elettriche tipiche dei moduli, previsti, misurate in condizioni standard sono:

Caratteristiche elettriche del modulo:

- Potenza di picco [Wp]: 550
- Corrente in corto circuito (Isc) [A]: 18,39
- Tensione a circuito aperto (Voc) [V]: 38,10
- Tensione al punto di max potenza (Vmp) [V]: 31,80
- Corrente al punto di max potenza (Imp) [A]: 17,29
- Coefficiente di temperatura modulo P [%/C]: -0,34;
- Coefficiente di temperatura Isc [%/C]: 0.04;
- Coefficiente di temperatura Voc [%/C] -0,25;
- Temperatura operativa da - 40°C a + 85 °C;
- Tensione massima di sistema [V]: 1.500 d.c.(IEC);
- Indice di tolleranza sui valori: 0/+ 3% ;

Caratteristiche tecniche del modulo

- Dimensioni modulo: 2384 x 1096 x 35 mm
- Superficie modulo 2,61 m²
- Peso (Kg): 32,6
- Copertura: vetro temprato da 2 mm.

6.3 GRUPPI DI CONVERSIONE (INVERTERS)

Gli inverter sono installati in campo, sono pertanto del tipo "string inverter", trifase per installazione esterna. Essi saranno idonei al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, e saranno conformi ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza. I valori della tensione e della corrente di ingresso di queste apparecchiature dovranno essere compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita dovranno essere compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto. Le caratteristiche tecniche dell'inverter di stringa sono di seguito riportate in funzione delle diverse tipologie di configurazione lato DC installata. Nello specifico, nell'impianto in oggetto si hanno due tipologie di configurazione lato DC per gli String Inverter. In particolare si hanno n.31 String Inverter con in input una potenza DC pari a 300,30 kWp (di seguito denominati String Inverter Tipo 1) e n.3 String Inverter con in input una potenza DC pari a 321,75 kWp (di seguito denominati String Inverter Tipo 2).

Inverter tipo 1 (SUNGROW SG250HX Multi - MPPT String Inverter 1500 Vdc System)

a) Lato ingresso

- i. potenza fv max: 300,30 KWp;
- ii. range di tensione DC, mppt 600-1500 V
- iii. tensione DC, max: 1500 V
- iv. numero di input DC: 24
- v. max corrente DC per input: 26 A x 12

b) Lato erogazione

- i. potenza nominale Pn: 250 kVA @30°C;
- ii. fattore di potenza: 1
- iii. tensione di uscita: 800 V
- iv. numero di fasi: tre
- v. frequenza : 50 Hz
- vi. range di funzionamento AC: 680 - 880 V
- vii. Protezione da cortocircuito.

Inverter tipo 2 (SUNGROW SG250HX Multi - MPPT String Inverter 1500 Vdc System)

a) Lato ingresso

- i. potenza fv max: 321,75 KWp;
- ii. range di tensione DC, mppt 600-1500 V
- iii. tensione DC, max: 1500 V
- iv. numero di input DC: 24
- v. max corrente DC per input: 26 A x 12

b) Lato erogazione

- i. potenza nominale Pn: 250 kVA @30°C;
- ii. fattore di potenza: 1
- iii. tensione di uscita: 800 V
- iv. numero di fasi: tre
- v. frequenza : 50 Hz
- vi. range di funzionamento AC: 680 - 880 V
- vii. Protezione da cortocircuito.

6.4 QUADRO MT (QMT) - CABINA DI TRASFORMAZIONE

Il Quadro di Media Tensione a semplice sistema di sbarre sarà esente da manutenzione, assemblato in fabbrica, testato con prove di tipo.

Sarà in esecuzione tripolare, protetto in carpenteria metallica e isolato in gas. Il quadro sarà conforme alla Norma/Standard IEC 62271-200.

Di seguito si riporta il riferimento al datasheet del quadro di media tensione a installarsi all'interno delle cabine di trasformazione:

		DATA SHEET		Project	
		MEDIUM VOLTAGE SWITCHGEARS 24KV		Project-No.	
				Building	
SWITCHBOARDS					
1 Cell	Line IN			STD	
2 Cell	Transformer protection with VCB			STD	
3 Cell	IMS line out for ring solution			OPTIONAL	
Manufacturer	SEL	Loss of service continuity category [LSC]		LSC2	
Model	TPR6-24V	Internal arc classification [IAC]		A-FLR	
Applicable standard	IEC 62271-200	Arc fault current and duration [IA, tA]		16	kA, s
Number of phases	3	Operating temperature		-5°C +40°C	°C-°C
Rated Voltage [Ur]	24	kV	Operating humidity	95	%
Rated lightning impulse withstand voltage [Up]	125/145	kV	Operating altitude	< 3000 m	m
Rated power frequency withstand voltage [Ud]	50/60	kV	Storage temperature	-25°C +60°C	°C
Rated frequency [fr]	50	Hz	IP code	3X	
Rated normal current [Ir]	630	A	IK code (only for outdoor type)	N.A. (indoor)	
Rated short-time withstand current [Ik]	16	kA	Length	1090	mm
Rated peak withstand current [Ip]	40 (2,5*Ik)	kA	Height	1470+300	mm
Rated duration of short circuit [tk]	1	s	Depth	760	mm
Rated filling level for insulation [Pre]		kPa	Weight total	640 ±20	kg
Alarm level for insulation [Pae]		kPa	Color (RAL)	7035	
Minimum functional level for insulation [Pme]		kPa			
CIRCUIT BREAKERS					
Manufacturer		Opening duration		<50	ms
Model		Closing duration		<60	ms
Applicable standard	IEC 62271-100	Rated supply voltage of closing and opening devices		230Vac	V
Rated normal current [Ir]	630	A	Rated supply voltage of auxiliary circuits	230Vac	V
Rated short-circuit breaking current [Isc]	16	kA	Rated operating sequence	0-0,3s-CO-3min-CO	
Rated duration of short circuit [tk]	1	s	Electrical endurance classification [Ex]	E1	
Rated out off phase breaking current [Il]	N.A	kA	Mechanical endurance classification [Mx]	M1	
Rated cable charging breaking current [Ic]	N.A	A	Restrike performance during capacitive current switching [Cx]	N.A	
SWITCHES (ON-LOAD DISCONNECTOR)					
Manufacturer		Rated mainly active load breaking current [Iload]		630	A
Model		Rated distribution line closed-loop breaking current [Iloop]		630	A

Applicable standard	IEC 62271-103		Rated cable-charging breaking current [I _{cc}]	32	A
Rated normal current [I _r]	630	A	Rated line-charging breaking current [I _{lc}]	32	A
Rated short time withstand current [I _k]	16	kA	Electrical endurance classification [Ex]	E3	
Rated duration of short circuit [T _k]	1	s	Mechanical endurance classification [Mx]	M1	
Rated peak withstand current [I _p]	40	kA			
Designation of the type of the switch	Three position switch				
EARTH SWITCHES (OFF-LOAD)					
Manufacturer			Rated duration of short circuit [T _k]	1	s
Model			Rated peak withstand current [I _p]	2,5 I _k	kA
Applicable standard	IEC 62271-102		Electrical endurance classification [Ex]	E1	
Rated short time withstand current [I _k]	16	kA	Mechanical endurance classification [Mx]	M0	
SWITCH FUSES					
Manufacturer	N.A.		Rated voltage [U _r]	N.A.	V
Model	N.A.		Rated maximum breaking current	N.A.	kA
Applicable standard	N.A.		Maximum application temperature	N.A.	°C
Rated normal current of the base [I _r]	N.A.	A	Class	N.A.	
Rated voltage of the base [U _r]	N.A.	V	Mechanical operations	N.A.	n
Rated normal current [I _r]	N.A.	A	Time-current characteristics	N.A.	curve
CURRENT TRANSFORMER					
Manufacturer			<i>CT for protection:</i>		
Model			Accuracy class	5	
Applicable standard	IEC 61869-2		Rated output [S _r]	1	VA
Rated frequency [f _r]	50	Hz	Precision limit factor	P10	
Highest voltage [U _m]	N.A.	kV	<i>CT for measurement:</i>		
Rated insulation level	0,72	kV	Accuracy class	N.A.	
Rated dynamic current	50	kA	Rated output [S _r]	N.A.	VA
Rated short circuit thermal current	20	kA	Safety factor	N.A.	
Rated transformation ratio [k _r]	125/1	A/A	Temperature category	N.A.	
IP code	IPXXB		Weight	1	kg
IK code	N.A.				
VOLTAGE TRANSFORMER					
Manufacturer	N.A.		<i>VT for protection:</i>		
Model	N.A.		- Accuracy class	N.A.	
Applicable standard	N.A.		- Rated output [S _r]	N.A.	VA
Rated frequency [f _r]	N.A.	Hz	- Precision limit factor	N.A.	
Highest voltage [U _m]	N.A.	kV	<i>VT for measurement:</i>		
Rated insulation level	N.A.	kV	- Accuracy class	N.A.	

Rated transformation ratio [kr]	N.A.	V/V	- Rated output [Sr]	N.A.	VA
Magnetic induction (rated voltage)	N.A.	Tesla	- Safety factor	N.A.	
IP code	N.A.		Temperature category	N.A.	
IK code	N.A.		Weight	N.A.	kg
Temperature category	N.A.				
BUSHING					
Manufacturer			Lighting impulse withstand voltage [BIL]	125/145	kV
Model			Switching impulse withstand voltage [SIL]	N.A.	kV
Applicable standard	IEC60137, EN 50181		Power frequency withstand voltage [AC] *	50/60	kV
Highest voltage (Um)	27	kV	Bushing capacitance	26	pF
Rated current [Ir]	630	A	Dielectric dissipation factor	N.A.	%
Rated frequency [fr]	50	Hz			
PROTECTION					
Manufacturer			<i>ETR function (Event and Trip Recorder):</i>		
Model			- ETR recordings time resolution	1	ms
Applicable standard	IEC60255-1		- ETR recordings time precision	N.A.	ms
Rated power supply	24...230 Vca/cc	V			
Rated insulation level	1	kV	<i>Measurement functions:</i>		
Operating temperature	-25°C +70°C	°C-°C	Phase/earth current		
Humidity	10...95	%	- precision class	4% ± 1%In	
IP code	IP52 frontal IP20 rear		- measurement range	1	A
<i>Thermal capacity:</i>			Phase/connected voltage		
- Continuous	25	n-In	- precision class	N.A.	
- transitory	500/1	n-In/s	- measurement range	N.A.	V
- Limit	1250	n-In	Active/reactive/apparent power		
Reaction time on fault	<30	ms	- precision class	N.A.	
Reaction time to command	N.A.	ms	Active/reactive energy		
Digital input	3	n	- precision class	N.A.	
Digital output	4	n			
Analogic input	4	n	<i>HMI interface & LCD display</i>		
Analogic output	-	n	- configurable command buttons	-	n

Protection function available	50 51 50N 51N	ANSI	- configurable warning LED	-	n
Oscillopertubograph function:			- acces key to local command	No	
- n./duration of recordings	5/240	n	Interface type	RS232 / RS485	
- sample frequency	800	Hz	Synchronisation mode	N.A.	
AUXILIARY EQUIPMENT					
Rated Voltage [Ur]	230	Vca	Auxiliary relay Manufacturer and type	N.A.	
Rated Frequency [fr]	50	Hz	Auxiliary relay Manufacturer and type	N.A.	
Insulation voltage for 1 sec	1	kV	Openin coil Manufacturer and type	TBD	
Rated power supply	230Vca	V	AC MCB Manufacturer and type	TBD	
Rated insulation level	1	kV	Selectors Manufacturer and type	N.A.	
Rated cut-off power on short circuit	4	kA	Terminal Manufacturer and type	CABUR CBD.4	

Figura 31: Scheda Tecnica Quadro MT della cabina di Trasformazione

6.5 QUADRO MT (QMT) - CABINA UTENTE

Il quadro MT presente all'interno della cabina elettrica utente (MT+TSA) è del tipo protetto con unità normalizzate MT per la distribuzione elettrica secondaria pubblica, privata, industriale, sviluppati secondo le norme di settore e in accordo alle più evolute tecniche costruttive.

Conformi alle norme:

- CEI EN 62271-100
- CEI EN 62271-102
- CEI EN 62271-103
- CEI EN 62271-105
- CEI EN 62271-1
- CEI EN 62271-200
- CEI EN 62271-201
- CEI EN 60265-1
- CEI EN 60282-1
- CEI EN 60376

Tali quadri realizzati in esecuzione protetta e adatti per installazione da interno, saranno formati da scomparti di tipo normalizzato affiancati, ognuno costituito dalle seguenti celle:

➤ **N° 1 Scomparto R-DRC: Scomparto arrivo**

Unità per arrivo diretto tipo R-DRC (L500 x P1070 x H1700mm) - LSC2A:

- Entrata cavi con 1 conduttore per fase fino a 300 mm²
- Sistema di sbarre

- Cella di bassa tensione per pannello da 500 mm
- Sistema lampade presenza tensione lato cavi con lampade fisse (VPIS)
- Resistenza anticondensa autoregolante 230Vac 45W

➤ **N° 1 Scomparto T-SFV: Scomparto protezione TV**

Unità con Interruttore di manovra in SF6 e fusibile per misure tipo T-SFV (L500 x P1070 xH1700mm) - LSC2A:

- Sezionatore di terra con potere di chiusura limitato
- Sistema lampade presenza tensione lato cavi con lampade fisse (VPIS)
- Leva per Sezionatore di manovra e sezionatore di terra
- GSec – Sezionatore ABB a tre posizioni con sezionatore di terra integrato con comando doppia molla
- Interblocco con una chiave di libero in chiuso
- Porta fusibile 442mm con isolatori capacitivi
- Montaggio per fusibili altezza 442 mm
- Intervento fusibile
- Indicazione intervento fusibile (1NO)
- Sistema lampade presenza tensione lato TV
- 1 Cella di bassa tensione per pannello da 500 mm
- Contatti ausiliari aperto/chiuso (1NA+1NC)
- Fusibili 6A
- Nr. 2 TV 20.000/100 per P.I.
- Resistenza anticondensa autoregolante 230Vac 45W

➤ **N°1 Scomparto HBC: Dispositivo Generale CEI 0-16 con DDI coincidente**

Unità con Interruttore e sezionatore integrati tipo HBC (L500 x P1070 x H1700mm) - LSC2A:

- Entrata cavi con 1 conduttore per fase fino a 300 mm²
- Manuale d'installazione e operativo in Italiano
- Interblocco con una chiave di linea libero in aperto e una chiave di linea libero in chiuso
- Interblocco con una chiave di terra libero in aperto e una chiave di terra libero in chiuso
- Cella di bassa tensione per pannello da 500 mm tipo wide
- Relè di Protezione Generale Thytronic tipo **NA0-16** con funzioni **(50-51-50N-51N)** comunicazione Mod Bus con porta RS485;
- N° 2 TA di fase toroidale 150/1A – 1VA – 5P10 CEI 0-16
- N° 1 TA omopolare toroidale 100/1A - 0,5VA – 5P20 CEI 0-16
- Relè di Protezione Interfaccia Thytronic tipo NV10P CEI 0-16 con funzioni: (27-27V1-59-59V2-59N-59Uavg-81O-81R-BF74TCS-DDI-OPEN)
- ARF - Software per al richiusura automatica P.I. per impianti FV

- Modem GSM marca Thytronic modello M-GSM comprensivo di antenna per la gestione dei segnali di teledistacco inviati dal Distributore in conformità alla Norma CEI 0-16 paragrafo 8.8.6.5 e allegato M, delibera Aeeg 421/2014 e all'Allegato A72 al codice di Rete di Terna.
- Gruppo di continuità UPS 1000VA con riserva di carica conforme alla CEI 016
- Interruttore in vuoto multifunzione ABB tipo HySec, 24kV, 630A, 16Ka
- Pulsante di chiusura
- Pulsante di apertura
- Dispositivo meccanico di segnalazione per chiusura molle
- Dispositivo meccanico di segnalazione per interruttore
- Conta manovre
- Set di contatti ausiliari aperto/chiuso
- Protezione pulsanti
- Bobina d'apertura 230 VAC
- Bobina di minima tensione 230 VAC
- Sistema lampade presenza tensione in uscita
- N° 3 TV 20000 $\sqrt{3}$ /100:3 a doppio secondario con resistenza anti-ferrorisonanza per P.I
- Motoriduttore carica molle interruttore 230Vac
- Bobina di chiusura 230Vac
- Resistenza anticondensa autoregolante 230Vac 45W

➤ **N°1 Scomparto R-DRS: Scomparto risalita e misure**

Unità risalita tipo R-DRS (L500 x P1070 x H1700mm) - LSC2A

- Sistema di sbarre per risalita destra o sinistra
- Cella di bassa tensione per pannello da 500 mm
- Resistenza anticondensa autoregolante 230Vac 45W

➤ **N°2 Scomparto I-SDC: Scomparto arrivo / partenza linea:**

Unità Linea tipo I-SDC con Interruttore di manovra-Sezionatore in SF6 (L500 x P1070 x H1700mm) - LSC2A:

- Uscita cavi con 1 conduttore per fase fino a 300 mm²
- GSec – Sezionatore ABB a tre posizioni con sezionatore di terra integrato con comando doppia molla
- Interblocco con una chiave di linea libero in aperto e una chiave di linea libero in chiuso
- Interblocco con una chiave di terra libero in aperto e una chiave di terra libero in chiuso
- Contatti ausiliari aperto/chiuso (1NA+1NC)
- Bobina d'apertura 230Vac
- Cella di bassa tensione per pannello da 500 mm
- Sistema lampade presenza tensione lato cavi

- Resistenza anticondensa autoregolante 230Vac 45W

➤ **N°1 Scomparto T-SFC: Scomparto protezione trasformatore**

Unità con Interruttore di manovra-sezionatore in SF6 e fusibile tipo T-SFC(L500 x P1070 x H1700mm) - LSC2A:

- Sezionatore di terra con potere di chiusura limitato
- Entrata cavi con 1 conduttore per fase fino a 95 mm²
- GSec – Sezionatore ABB a tre posizioni con sezionatore di terra integrato con comando doppia molla
- Interblocco con una chiave di terra libero in chiuso
- Porta fusibile 442mm con isolatori capacitivi
- Montaggio per fusibili altezza 442 mm
- Interventofusibile
- Indicazione intervento fusibile (1NO)
- 1 Cella di bassa tensione per pannello da 500 mm
- Contatti ausiliari aperto/chiuso (1NA+1NC)
- Bobina di apertura 230 VAC, P = 300 W
- Sistema lampade presenza tensione lato cavi con lampade fisse (VPIS)
- Fusibili 10 A
- Resistenza anticondensa autoregolante 230Vac 45W.

6.6 QUADRO MT (QMT) - CABINA CONSEGNA

La società e-distribuzione S.p.A. tramite codice di rintracciabilità **T0737814**, ha inoltrato il preventivo di connessione alla rete MT per l'impianto di produzione da fonte Solare sito nel Comune di Grottaglie (TA), in c.da Angiulli SNC per una potenza in immissione richiesta di 8500,00 kW. Di seguito vengono dettagliati i criteri di connessione alla rete del distributore:

L'impianto in questione sarà allacciato alla rete di Distribuzione, ad una tensione nominale a 20kV, tramite la realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina primaria AT/MT "TARANTO NORD SEZMT". È prevista inoltre una richiusura su una linea MT aerea esistente, LINEA MT MONTEMESOLA (D53027124), nella tratta tra i nodi "3-261887" e "4-160728". Nella tratta di connessione in cavo interrato tra la cabina di consegna e la cabina primaria AT/MT suddetta, è prevista la realizzazione di una cabina di sezionamento di tipo "box" caratterizzata da scomparti elettromeccanici di tipo motorizzato.

6.7 SISTEMA IN CORRENTE CONTINUA

Tutte le protezioni e la strumentazione saranno alimentate da un sistema in corrente continua a 48 V cc. Il sistema in corrente continua sarà alimentato da un raddrizzatore da batterie di accumulatori al Pb di capacità adeguata al carico, garantendo una autonomia di 10 h in caso di mancanza rete normale.

Il quadro sarà del tipo per interno, grado di protezione IP30, costituito da due unità raddrizzatrici per la ricarica della batteria e da un sistema di distribuzione con interruttori automatici in esecuzione fissa.

Saranno previsti gli interfacciamenti al sistema di controllo dei comandi, segnalazioni, allarmi e misure. La batteria sarà al piombo di tipo ermetico installata entro apposito armadio, dimensionata per alimentare, in caso di mancanza di tensione dalla rete normale AC, i carichi in corrente continua, della centrale per 10 h in assenza di tensione fornita dalla rete normale.

6.8 RETE DI TERRA

In base alla norma CEI EN 50522, tale impianto è da considerarsi come segue:

- lato corrente continua (CC) del tipo IT con tutte le parti attive isolate da terra, e le masse metalliche collegate all'impianto di terra dell'utente;
- lato corrente alternata (CA) del tipo IT con tutte le parti attive isolate da terra, e le masse metalliche collegate all'impianto di terra dell'utente;

Nell'area dedicata alla centrale fotovoltaica sarà realizzato un impianto di terra con i relativi dispersori intenzionali a maglia di corda di rame di sezione minima 50 mm², come specificato nell'elaborato grafico *Impianto di Terra*.

Il dimensionamento dell'impianto di terra terrà conto dei dispersori di fatto.

L'impianto di terra sarà dimensionato in modo da rendere le tensioni di passo e contatto, all'interno e nelle vicinanze delle aree su cui insistono gli impianti, inferiori ai valori prescritti dalle Norme.

Inoltre l'impianto di terra garantirà la protezione di impianti ed apparecchiature contro l'elettricità statica.

Oltre ai requisiti precedentemente indicati sarà garantita la funzionalità delle messe a terra di funzionamento, legate ad apparecchiature o ad interventi di manutenzione che si dovessero venire a creare.

L'impianto di terra e contro le scariche atmosferiche sarà dimensionato per resistere anche alle sollecitazioni meccaniche ed alla corrosione; particolare cura sarà posta nella realizzazione delle connessioni e delle saldature tra le varie parti dell'impianto di terra, al fine di garantire l'adeguata continuità metallica dell'intero impianto di terra.

6.9 SISTEMA SCADA

L'impianto fotovoltaico in oggetto al presente progetto definitivo, sarà dotato di un Sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition System). Tale sistema sarà deputato all'acquisizione dati, automazione e controllo, protezione e supervisione dell'impianto, in locale e soprattutto da remoto.

Il sistema SCADA implementa l'acquisizione dei dati, il controllo integrato, la supervisione (interfaccia uomo-machina), l'archiviazione del database e l'archiviazione di tutte le operazioni dell'impianto fotovoltaico e integra qualsiasi altro sistema di controllo autonomo, alla parte di

controllo e/o protezione dell'impianto fotovoltaico. L'intero sistema SCADA deve essere in grado di soddisfare tutti i requisiti funzionali del codice di rete locale (e dei relativi allegati). Le prestazioni dell'interfaccia uomo-macchina devono essere adeguate a fornire una comprensione completa dell'impianto fotovoltaico al fine di supportare gli operatori e il personale di manutenzione in condizioni operative normali e di emergenza e, mediante servizi avanzati, per il monitoraggio economico, prestazionale e diagnostico e per le analisi di ogni tipo.

Il sistema SCADA si compone dei seguenti "sottosistemi":

- Plant SCADA;
- Sistema di Controllo delle cabine di conversione, uno per ogni cabina (RTU/PLC);
- Power Plant Controller;

Di seguito, per ognuno dei sottosistemi sopra elencati vengono definite le caratteristiche principali proprie degli stessi e alcune specifiche tecniche.

6.9.1 PLANT SCADA

Il Plant SCADA è l'SCADA dell'impianto. Ha il "compito" di eseguire il controllo e la supervisione della cabina di consegna utente MT, quindi il monitoraggio e l'acquisizione dei dati dei relè di protezione elettrica MT, contatori di potenza ed energia e qualsiasi altro elemento elettrico dotato di comunicazione. Inoltre al Plant SCADA sono convogliati tutti i dati provenienti da tutti gli inverter, quindi tutti i dati provenienti dal parco fotovoltaico. Ciò consente il controllo dell'intero impianto e l'interfaccia con la sala di controllo locale e/o remota.

6.9.2 RTU/PLC DELLE CABINE DI TRASFORMAZIONE

Ciascuna cabina di conversione deve essere dotata di un RTU / PLC per fornire acquisizione, controllo e monitoraggio dei dati delle apparecchiature da remoto e per trasferire questi dati a una stazione "master" tramite un sistema di comunicazione. Gli inverter e tutti i dispositivi elettronici intelligenti come misuratori, gateway di protocollo, unità di controllo del trasformatore, data-logger, ecc., devono disporre di una propria interfaccia Ethernet per consentire l'accesso remoto da reti situate all'esterno o all'interno dell'impianto. L'RTU/PLC sarà basato su un microprocessore operante con un bus di comunicazione centrale interno che collega le schede I / O e la comunicazione seriale. Ogni RTU / PLC deve includere: CPU, bus interno, moduli di alimentazione ridondanti e moduli di comunicazione di rete.

La RTU deve essere in grado di memorizzare tutti i cambi di stato e gli eventi verificatisi all'interno della power conversion unit e dei relativi dispositivi (segnali dell'inverter, scatole combinate, dispositivi I / O remoti, UPS, segnali dai trasformatori, sistema antincendio, sistema antintrusione sistema, ecc.).

In questo modo, il cambio di stato di questi segnali verrà memorizzato localmente nell'unità di conversione anche se la comunicazione con il Plant SCADA è andata persa. Questi cambi di stato devono essere disponibili per essere scaricati e esportati all'esterno. La capacità di archiviazione deve essere sufficiente per memorizzare almeno un mese di segnali generati all'interno dell'unità di

conversione in qualsiasi scenario operativo e in ogni caso deve essere almeno in grado di memorizzare 5.000 cambi di stato, registrando il nome del dispositivo che ha generato il segnale, il tempo e data a quale evento si è verificato (con una risoluzione di 1 ms) e lo stato del segnale (Apri / Chiudi, Normale / Allarme, ecc.).

6.10 ILLUMINAZIONE ESTERNA

L'illuminazione esterna perimetrale installata sarà di tipo LED infrarossi, che risulta non visibile, più efficiente dal punto di vista energetico, di durata maggiore e più sostenibile.

La normativa di riferimento in materia di contenimento di inquinamento luminoso e risparmio energetico è la seguente:

- Norma UNI 10819 – Luce e illuminazione – Impianti di illuminazione esterna – Requisiti per la limitazione della dispersione verso l'alto del flusso luminoso;
- L.R. Regione Puglia 23.11.2005 n.15 – Misure urgenti per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico;
- Regolamento Regione Puglia 22.08.2006 n.13 – Misure urgenti per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico.

La Norma UNI 10819 prescrive i requisiti degli impianti di illuminazione esterna, per la limitazione della dispersione verso l'alto del flusso luminoso proveniente da sorgenti di luce artificiale che impedisce la visione della volta celeste e l'osservazione astronomica.

Questa norma costituisce uno strumento tecnico di riferimento per i Piani Regolatori dell'Illuminazione Comunale (PRIC), previsti dalle diverse normative regionali.

La Norma UNI 10819 non si applica agli impianti di gallerie e di sottopassi, alla segnaletica luminosa di sicurezza ed alle insegne pubblicitarie dotate di illuminazione propria.

Gli impianti di illuminazione vengono classificati in base a requisiti di sicurezza necessaria, in cinque categorie:

- Tipo A: Impianti dove la sicurezza è a carattere prioritario, per esempio illuminazione pubblica di strade, aree a verde pubblico, aree a rischio, grandi aree;
- Tipo B: Impianti sportivi, impianti di centri commerciali e ricreativi, impianti di giardini e parchi privati;
- Tipo C: Impianti di interesse ambientale e monumentale;
- Tipo D: Impianti pubblicitari realizzati con apparecchi di illuminazione;
- Tipo E: Impianti a carattere temporaneo ed ornamentale, come ad esempio le luminarie natalizie.

Per gli impianti di tipo B, C, D, E la norma prevede un intervallo di tempo notturno durante il quale l'impianto viene spento o parzializzato.

A loro volta, in base alla esigenza di limitare la dispersione di flusso luminoso verso il cielo, vengono definite tre superfici territoriali:

- Zona 1: Zona altamente protetta ad illuminazione limitata, come ad esempio attorno ad un osservatorio astronomico di rilevanza internazionale, per un raggio di 5 km attorno;

- Zona 2: Zona protetta intorno alla zona 1 o intorno ad un osservatorio di interesse nazionale, per un raggio di 5 km, 10 km, 15 km o 25 km attorno, in funzione dell'importanza dell'osservatorio;
- Zona 3: Tutto il territorio non classificato nelle zone 1 e 2;
Con riferimento alla normativa regionale, la regione Puglia, con L.R. 15/2005 e relativo Reg. Reg. n.13/2006 di attuazione, ha normato la materia relativa all'inquinamento luminoso ed al risparmio energetico.

L'art. 5 della L.R. n.15/2005 stabilisce che, in tutto il territorio regionale, tutti i nuovi impianti di illuminazione esterna pubblica e privata devono essere corredati di certificazione di conformità alla stessa L.R. secondo quanto specificato dall'art.4 comma 1 lettera e), nonché possedere una serie di requisiti minimi, fermo restando le deroghe per l'applicazione di tale articolo previste per gli impianti classificati ai punti e) ed f) dall'art.6 della medesima legge:

“e - impianti di uso saltuario ed eccezionale, purché destinati a impieghi di protezione, sicurezza o per interventi di emergenza;

f - impianti con funzionamento inferiore a duecentocinquanta ore l'anno;”

Il Decreto attuativo della legge, emanato nel 2006, nel ribadire gli obiettivi di fondo in tema di energia ed ambiente, pur mantenendo gli aspetti inerenti la sicurezza impiantistica, ha previsto una serie di adempimenti per gli enti proposti al coordinamento, indirizzo e tutela in materia di risparmio energetico e di riduzione dell'inquinamento luminoso, oltreché stabilire, tra le disposizioni generali tecniche impiantistiche esecutive, che tutti i nuovi impianti di illuminazione esterna, pubblici e privati, che interessano l'intero territorio regionale, devono essere realizzati in conformità ai criteri antinquinamento luminoso ed a ridotto consumo energetico.

In base al quadro normativo di riferimento attualmente in vigore, con particolare riguardo alla L.R. n.15/2005 e Reg.Reg. n.13/2006, nonché in base alle norme tecniche di riferimento (UNI 10819), l'area interessata alla installazione dell'impianto fotovoltaico non ricade all'interno di zone di particolare protezione dall'inquinamento luminoso, quali le fasce di rispetto di Osservatori Astronomici professionali e non professionali di rilevanza regionale o provinciale, con estensione di raggio minimo pari a 30 km e 15 km rispettivamente, né ricade entro i confini di aree naturali protette, né ricade in zone di protezione classificabili, secondo la norma UNI 10819, come Zona 1 o come Zona 2.

In base alle medesime disposizioni legislative e regolamentari, poiché il Comune di Grottaglie non è ancora dotato di Piano dell'Illuminazione a basso impatto ambientale e per il risparmio energetico finalizzato a disciplinare le nuove installazioni, il riferimento in materia di impianti di illuminazione esterna è costituito, in questo caso, dalle disposizioni contenute nel richiamato Regolamento Regionale n. 13/2006.

In rapporto alle specifiche disposizioni attualmente in vigore, l'intervento in progetto prevede l'installazione di impianti di illuminazione esterna, per uso saltuario ed eccezionale, nella misura che si rendesse eventualmente necessaria per impiego di protezione e sicurezza o per interventi in emergenza, in ogni caso con funzionamento inferiore a 250 ore/anno, ricadente per tipologia

nell'ambito delle installazioni per cui vige la deroga di cui all'art. 6 della L.R. n. 15/2005, e comunque con utilizzo di apparecchi illuminanti con lampade di sodio ad alta o bassa pressione, del tipo conforme alla stessa L.R. 15/2005 e R.R. Puglia n.13/2006, espressamente certificato dal costruttore come "idonei" all'installazione e/o all'uso nell'ambito del territorio della Regione Puglia.

6.11 CAVI

6.11.1 CAVI DI COLLEGAMENTO IN M.T.

Per i collegamenti di MT saranno utilizzati cavi del tipo con grado di isolamento 12/20 kV Cavi 20 kv unipolari e tripolari a spirale visibile con isolamento XLPE a spessore ridotto, a tenuta d'acqua e resistenti all'impatto, non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi in caso di incendio (norme EN60228; IEC 60502-2; CEI 20-68).

Il cavo sarà opportunamente marcato con le indicazioni sulle caratteristiche tecniche principali: unipolare/tripolare; Tensione nominale; anno di costruzione; marcatura metrica.

Le caratteristiche minime costruttive vengono di seguito elencate

- Materiale del conduttore: Alluminio;
- Tipo di conduttore: Corda rotonda compatta classe2;
- Isolamento: XLPE/EPR;
- Materiale del semi-conduttore esterno: Mescola semiconduttrice;
- Materiale per la tenuta dell'acqua: Semiconductingswelling tape;
- Caratteristiche d'utilizzo:
 - Massima forza di tiro durante la posa: 50.0 N/mm²;
 - Temperatura massima di servizio del conduttore: 90 °C;
 - Temperatura massima di cortocircuito del conduttore: 250 °C;
 - Fattore di curvatura durante l'installazione: 20 (xD);
 - Fattore di curvatura per installazione fissa: 15 (xD);
 - Tenuta d'acqua radiale: SI;
 - Tenuta d'acqua longitudinale: SI.

6.11.2 CAVI B.T. DI POTENZA, SEGNALAZIONE, MISURA E CONTROLLO

I collegamenti di BT, realizzati con cavi non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi in caso di incendio, saranno dimensionati in conformità ai seguenti criteri:

- a. tensione nominale (U0/U) 0,6/1,5 kV per quanto riguarda i cavi di stringa e 0,6/1 kV per quanto riguarda i cavi di collegamento in corrente alternata BT;
- b. temperatura 40 °C;
- c. sezione minima ammessa 1,5 mm²;
- d. sezione ≥ 4 mm² per collegamenti voltmetrici e amperometrici (qualora la distanza è >100 m prevedere sezioni ≥ 10 mm²);

e. sezione $\geq 2,5 \text{ mm}^2$ per cavi di comando;

f. materiale isolante in gomma EPR ad alto modulo, G7.

Nei punti di connessione alle morsettiere delle apparecchiature e dei quadri, i conduttori ed i cavi BT saranno immediatamente identificabili rispettivamente mediante perlinatura e numerazione del cavo con sigla dell'apparecchiatura di provenienza.

La posa dei collegamenti di BT sarà realizzata in conformità alle norme CEI in vigore.

Per le linee di Bassa Tensione, per il collegamento tra string box e inverter (CC) saranno utilizzati cavi unipolari in alluminio.

Le specifiche principali che il cavo deve soddisfare sono:

- Conduttore di alluminio;
- Conduttore rigido (compattato) incagliato;
- Tipo e qualità dell'isolamento:
 - o composto di gomma etilene propilene ad alto modulo a 90° C (G7 / HEPR);
 - o Polietilene reticolato a 85° C (XLPE), se il cavo è realizzato con un nastro legante non igroscopico;
- Guaina (rivestimento non metallico):
 - o Compound di polivinilcloruro (PVC), tipo ST7.

In corrispondenza di incroci stradali, deve essere installata una protezione meccanica (conduit HDPE 450/750 N o lastra di cemento che corre lungo il percorso del cavo).

Per i cavi BT esposti al sole, questi devono essere protetti attraverso condotti resistenti ai raggi UV o devono essere resistenti ai raggi UV secondo le norme tecniche in vigore.

Per quanto riguarda i cavi in BT di connessione delle stringhe verranno impiegati cavi unipolari flessibili stagnati per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

- Conduttore: Corda flessibile di rame stagnato, classe 5
- Isolante: Mescola LS0H di gomma reticolata speciale di qualità G21 LS0H = LowSmoke Zero Halogen
- Guaina esterna: Mescola LS0H di gomma reticolata speciale di qualità M21
- Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V c.a.
- Temperatura massima di esercizio: 90° C
- Temperatura minima di esercizio: -40° C
- Temperatura minima di posa: -40° C
- Temperatura massima di corto circuito: 200° C
- Sforzo massimo di trazione: 15 N/mm²
- Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

7 SCAVI E MOVIMENTAZIONE TERRA

Non si prevedono opere di movimentazione terra all'interno dell'area di impianto. Le uniche attività

che verranno svolte sono relative a:

- Realizzazione di scotico con rimozione dello strato vegetale superficiale. Tale scotico verrà effettuato per i primi quindici centimetri della superficie;
- Realizzazione di scavi per l'installazione dei cabinati, dei magazzini e di tutte le opere fuori terra;
- Scavi a sezione ristretta per la realizzazione delle trincee cavidotti;
- Scavi per la realizzazione delle fondazioni della recinzione e cancelli di accesso.

8 OPERE A VERDE DI MITIGAZIONE

L'area oggetto d'intervento non riveste attualmente un ruolo significativo per la conservazione dell'ambiente in quanto è un'area già modificata dall'uomo che non contiene alberi ne vegetazione di pregio dal punto di vista della biodiversità.

L'impianto è stato disegnato per ridurre al minimo gli impatti durante la fase di esercizio. Le aree non direttamente interessate dalle cabine e dalle stradine interne di servizio, saranno mantenute a prato naturale e permetteranno la coltivazione di foraggio e il pascolo. Questa scelta è senza dubbio la più vantaggiosa sia per la difesa del suolo sia per l'ecologia e biodiversità del sito.

La presenza di una cotica erbosa densa e uniforme consente il miglioramento della qualità del suolo e ha effetti positivi nel determinare un rallentamento dello scorrere dell'acqua e una più rapida infiltrazione dell'acqua nel terreno.

Per la mitigazione esterna del parco fotovoltaico è prevista la messa a dimora di una fascia perimetrale di essenze tipiche del luogo di altezza pari alla recinzione perimetrale dell'impianto fotovoltaico. La siepe perimetrale contribuirà a schermare l'impianto e contribuirà all'inserimento paesaggistico e ambientale dell'opera.

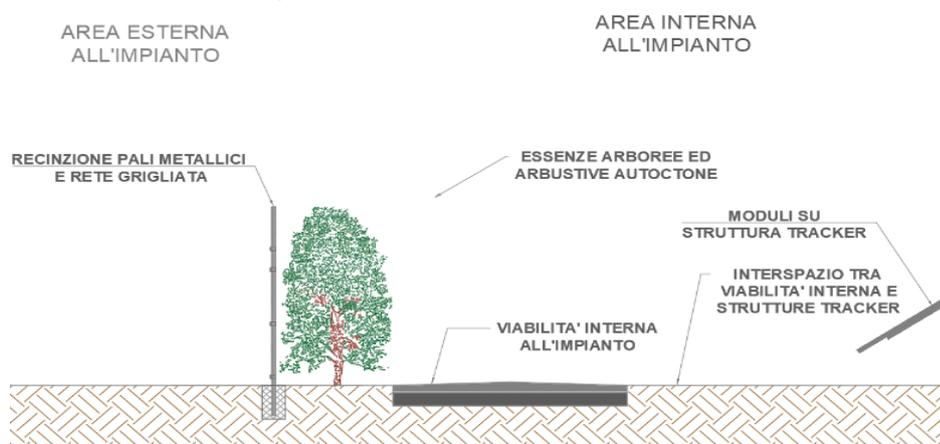


Figura 32: Sezione fascia di mitigazione perimetrale

9 AGRIVOLTAICO

Il progetto proposto riguarda la realizzazione di un impianto agrivoltaico, ossia un impianto che consente la produzione di energia fotovoltaica mediante una integrazione volta alla valorizzazione dell'attività agricola, tutela del paesaggio e minore consumo di suolo. Nel caso in esame, si propone un apiario integrato. La superficie dell'impianto sarà coperta da manto erboso naturale, alternato ad essenze floreali. Tra le file dei pannelli si predisporranno essenze come lavanda e rosmarino, che consentiranno di attirare le api. L'inserimento di fiori ed erbe autoctone consentirà di migliorare la salute del suolo, lasciando permeabile la superficie, e consentendo un incremento della biodiversità locale.

L'utilizzo di agro fotovoltaico consente di conciliare la necessità di realizzare impianti FV che permettano di raggiungere le quote previste a livello nazionale ed europeo di energia prodotta da fonti rinnovabili, e ridurre l'impatto ambientale principalmente per le componenti suolo, sottosuolo e biodiversità.

9.1 CARATTERISTICHE PRINCIPALI DELL'IMPIANTO PROPOSTO

Con la presente iniziativa imprenditoriale il proponente si pone l'obiettivo di aumentare sensibilmente il proprio fatturato attraverso la trasformazione produttiva innovativa agro-energetica sostenibile dell'intera superficie agricola.

L'impianto proposto è caratterizzato da:

- *superficie agricola complessiva di ha 13 interessata dall'impianto integrato con apiario;*
- *giacitura del terreno pianeggiante del fondo rustico;*
- *tessitura di medio impasto del terreno con franco di coltivazione profondo;*
- *disposizione dei filari delle piante in direzione Nord-Sud;*
- *distanza delle piante di m 0,7 sulla fila e m 9,80 tra le file nelle aree occupate dall'impianto fotovoltaico;*
- *altezza massima dei filari delle piante di 1,10 m;*
- *larghezza dei filari di piante di 1 m;*
- *intensità di piante pari a n. 1.457/h nelle aree occupate dall'impianto fotovoltaico;*
- *messa a dimora di piante arbustive tipiche mediterranee (rosmarino, lavanda, timo);*
- *semina annuale di essenze erbacee mellifere (sulla, trifoglio alessandrino, senape bianca) su una superficie di circa 13 ettari;*
- *vita economica dell'impianto di anni 20;*
- *n.2 centraline di irrigazione automatizzate con impianto a gocciolatoi auto-compensanti a lunga portata;*
- *gestione dei lavori agricoli con terzisti.*

9.2 INTRODUZIONE ALLA GESTIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO INTEGRATO CON APIARIO

L'impianto fotovoltaico sarà integrato con la coltivazione di specie tipiche mediterranee mellifere.

L'apiario sarà composto essenzialmente da due tipologie di essenze mellifere:

- piante arbustive (rosmarino, lavanda, timo) disposte lungo filari paralleli ai pannelli fotovoltaici;
- essenze erbacee (sulla, trifoglio alessandrino, lupinella) da seminare annualmente sulla restante superficie disponibile.

Lungo il lato nord dell'impianto, all'interno della recinzione saranno disposte n. 500 arnie da nomadismo orientate verso sud le quali saranno ubicate all'interno dell'impianto durante i periodi di fioritura.



Figura 33 – Esempio di apiario (foto dal web)

Di seguito vengono descritte le essenze arbustive scelte per la realizzazione dell'apiario.

Rosmarino (*Rosmarinus officinalis*)

Il rosmarino è un arbusto sempreverde appartenente alla famiglia delle Lamiaceae (o Labiate). Si tratta di una specie che cresce spontanea nelle zone di macchia mediterranea o nelle garighe. In crescita spontanea l'arbusto di rosmarino può arrivare anche ad un'altezza di 2 m. La radice è resistente e profonda, riesce ad ancorare la pianta al terreno, qualità molto utile nei dirupi.

La sua struttura è estremamente ramificata e i rami sono prostrati (più o meno paralleli al suolo) ed ascendenti (prima prostrati e poi eretti).

Le foglie sono lineari ed aghiformi, sessili (ossia prive di picciolo), di una lunghezza variabile da 1,5 cm a 3,5 cm. I margini sono rivoluti, di consistenza resinosa e di colore verde scuro nella pagina

superiore e tendenti al biancastro nella pagina inferiore.

I fiori sono riuniti in racemi ascellari o terminali, con corolla bilabiata e colorazione azzurra violacea. La fioritura, nelle zone di coltivazione più fredde, avviene in primavera-estate, in quelle più calde si ripete ad intermittenza tutto l'anno.

Per questa abbondante e protratta fioritura, la coltivazione del rosmarino è molto apprezzata dalle api. Sui suoi fiori raccolgono grandi quantità di nettare e di polline, che ammassano in pallottoline di colore giallo-grigio. Questa caratteristica costituisce una buona risorsa per l'apicoltura, soprattutto nel periodo primaverile.



Figura 34 – coltivazione del rosmarino (foto dal web)

Lavanda (*Lavandula officinalis*)

La lavanda è una pianta perenne, cespugliosa che può raggiungere il metro d'altezza. Ha foglie allungate e arrotondate ai margini. I fiori sono di colore azzurro- violacei riuniti in spighe che emanano, così come tutta la pianta, odore aromatico e fragrante. Si tratta di una pianta che si accontenta di poca acqua e non teme la siccità. L'habitat adatto alla lavanda è molto vario proprio a causa della sua resistenza anche in condizioni climatiche avverse, si tratta di una pianta rustica e cresce spontaneamente in particolare in collina, dove i terreni sono aridi e sassosi.

Si può trovare praticamente in tutta Italia, in particolare sul versante tirrenico, lungo tutta la zona collinare adiacente agli Appennini (dalla Liguria fino alla Sicilia) ad altitudini comprese tra 800 e 1500 mt sul livello del mare.

La coltivazione a livello industriale può arrivare a coprire aree piuttosto vaste, anche pianeggianti. La lavanda non teme il caldo e nemmeno il freddo, anche se è d'obbligo utilizzare qualche accortezza nel caso si verificano delle massicce gelate. La lavanda diventa particolarmente rigogliosa se piantata in zone ben esposte al sole e ampiamente ventilate, non ha bisogno di molta acqua.



Figura 35 – coltivazione della lavanda (foto dal web)

Timo (*Thymus vulgaris*)

Il timo è una pianta aromatica perenne estremamente diffusa. Cresce spontaneamente in diversi paesi del Mediterraneo. Preferisce i terreni leggeri, calcarei e ben drenati, o perfino aridi e rocciosi, e un clima caldo e soleggiato, ma può resistere anche a temperature rigide per brevi periodi.

Il timo appartiene alla famiglia delle Lamiaceae. È un arbusto perenne che forma cespugli fitti e compatti, e può raggiungere 20-30 cm di altezza. Gli steli sono sottili, legnosi e fragili, e le foglie persistenti sono strette, allungate e profumatissime, con una colorazione verde più o meno intenso e sfumature grigie.

Fiorisce da maggio a luglio, a seconda della specie. I fiori sono di un colore bianco rosato, e molto ricchi di nettare, perciò sono estremamente ricercati dalle api. Infatti il timo è una pianta mellifera, e il miele al timo è molto pregiato.



Figura 36 – coltivazione del timo (foto dal web)

La coltivazione delle Lamiaceae (Lavanda, Rosmarino, Timo)

Sono piante originarie del bacino di Mediterraneo, pertanto idonee per la coltivazione nell'area di intervento. Si adattano bene anche in un terreno povero di elementi, ben drenato.

Essendo piante spontanee in molte zone del Mediterraneo, questo ci suggerisce che l'apporto idrico deve essere alquanto limitato. Solo nelle fasi iniziali della crescita è necessario un maggiore apporto idrico. Quando la pianta è ben radicata, l'apporto d'acqua deve essere limitato al solo periodo estivo con intervalli irrigui di 10 giorni con un apporto idrico di 5 litri di acqua per pianta per turno irriguo con un massimo di 12 adacquate durante il periodo estivo.

Preparazione del terreno

Prove sperimentali hanno dimostrato che un terreno ottimamente preparato consente alle radici di penetrare più in profondità, con ripercussioni positive su produttività, longevità della coltura, resistenza alla siccità.

- Aratura da eseguire alla fine dell'estate che precede l'impianto, ad una profondità di 30 - 40 cm.
- Lavorazioni superficiali da eseguire poco prima dell'impianto, quando il terreno è "in tempera". E' necessario evitare l'uso della fresa che danneggia la struttura fisica del terreno e propaga il diffondersi delle erbe infestanti.

- Apertura delle buche, profonde 20 - 25 cm alla base dei quali sono collocate manualmente le piantine.

Il materiale vegetale

Per l'impianto possono essere utilizzate piantine coltivate in contenitori alveolari.

Epoca di impianto

L'epoca migliore per il trapianto delle piantine è compresa tra novembre e marzo.

Densità di piantagione

Il collocamento delle piantine avviene a mano.

Il sesto d'impianto da adottare all'interno dell'impianto fotovoltaico è il seguente:

- mt. 0,270 sulla fila e mt. 9,80 tra le file (1.478 piante ad ettaro) dove ogni filare sarà costituito da un'unica specie secondo lo schema riportato di seguito.

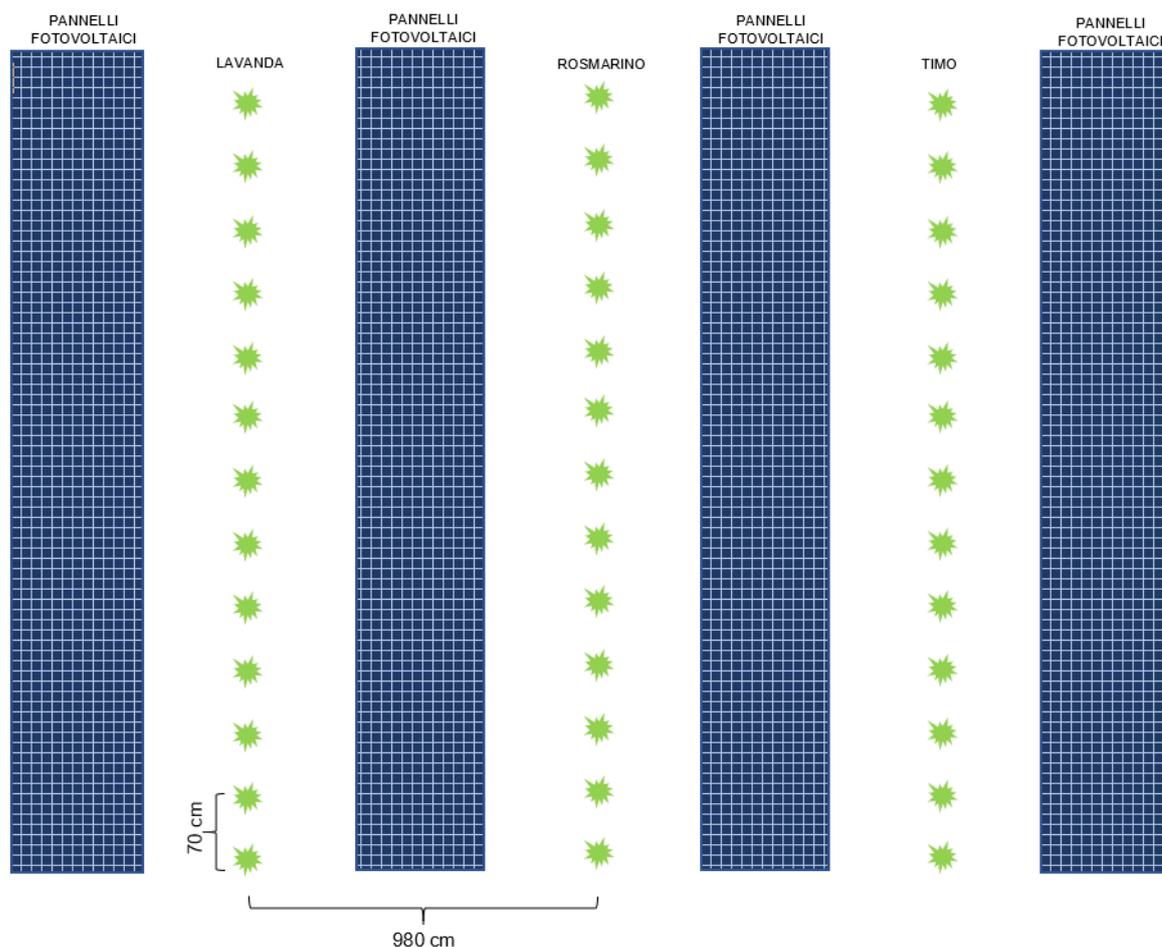


Figura 37 - Porzione dell'area oggetto di intervento, vista dall'alto dell'impianto fotovoltaico integrato con apiario

Cure colturali

- **Lavorazioni del terreno**

Durante il primo anno, le lavorazioni del terreno consistono in sarchiature a mano sulla fila ed in interventi meccanici tra le file (erpicature, vangature e fresature). Gli inconvenienti relativi all'uso frequente della fresa sono: diffusione di specie infestanti perenni a propagazione vegetativa, formazione di una suola di lavorazione compatta e poco permeabile e danneggiamento della struttura del terreno.

- **Sfalcio della vegetazione**

Al termine di ciascuna stagione vegetativa, la fronda delle piante, deve essere tagliata a circa 15 cm dal suolo ed allontanata dal campo. In tal modo si determina la morte di numerosi semi di erbe infestanti.

Essenze erbacee mellifere

Sulla restante superficie libera dai pannelli e dalle essenze arbustive, verranno seminati annualmente prati misti composti da graminacee e leguminose da fiore per la produzione di nettare (come la sulla, trifoglio alessandrino, lupinella) da seminare annualmente sulla restante superficie disponibile. La coltivazione dei seminativi comincia con la preparazione del "letto di semina", generalmente nel mese di settembre, con una prima lavorazione mediamente profonda (30-40 cm), seguita da altre più superficiali necessarie per amminutare gli aggregati terrosi. Prima di effettuare queste lavorazioni è necessario apportare fertilizzanti organici come il letame. Il tutto consente di migliorare la struttura del terreno prima dell'operazione della semina.

Questa deve avvenire possibilmente prima dell'inverno e comunque prima che comincino le insistenti piogge autunno-invernali. Spesso ben prima della semina viene effettuato un trattamento erbicida per impedire l'accrescimento delle erbe infestanti. In tal caso il campo risulta molto più omogeneo da un punto di vista vegetazionale con notevoli benefici per lo sviluppo delle piante coltivate. Prima della semina, se non vengono effettuate letamazioni, è necessario fare una concimazione per apportare una giusta quantità di nutrienti minerali.

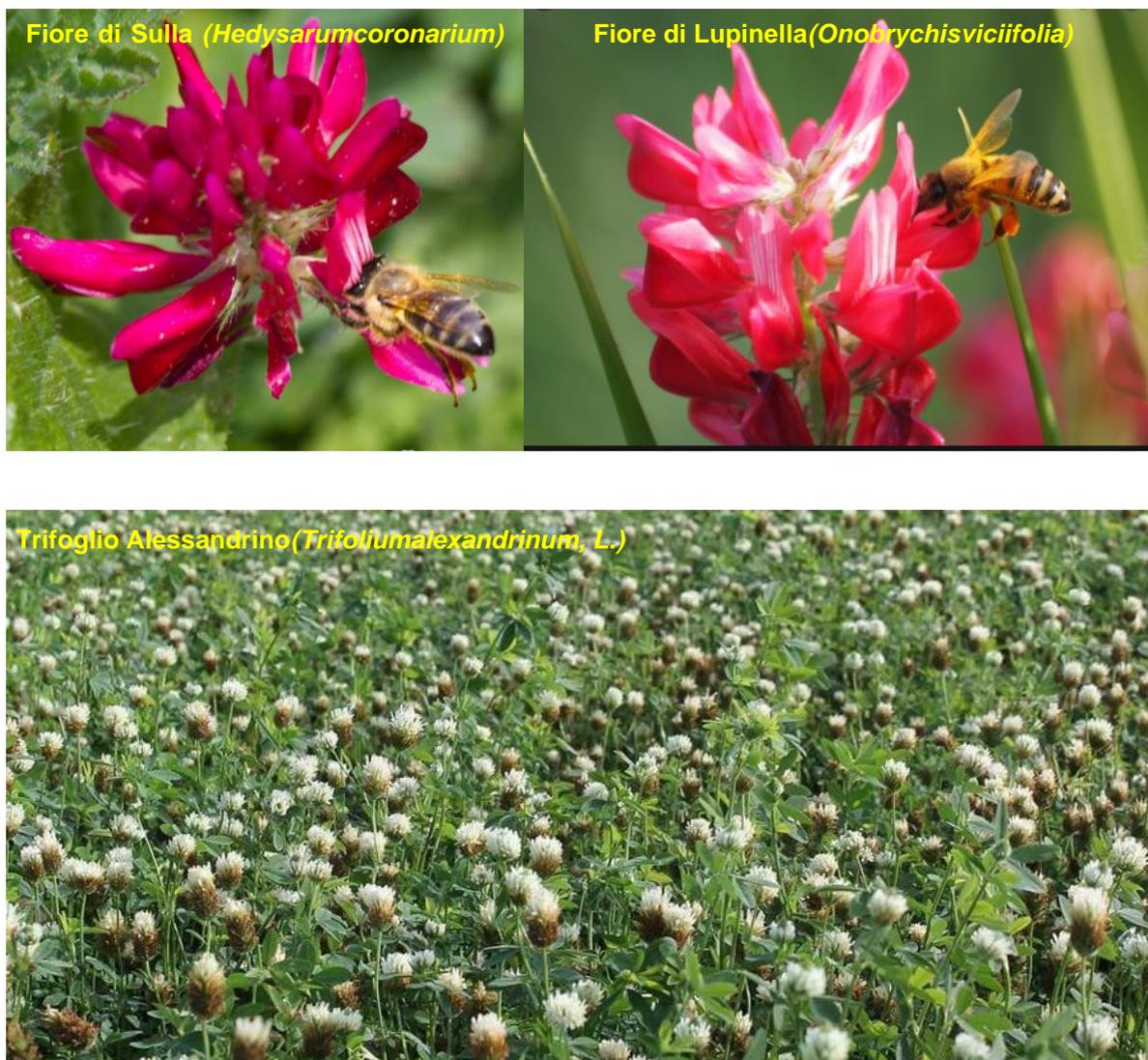


Figura 38 – Essenze erbacee mellifere (Sulla, Lupinella, Trifoglio Alessandrino)

Trina Atena Solar S.r.l.

Sede Legale:
Piazza Borromeo 14,
20123 Milano,
P. IVA 11542600967



CODE

SCS.DES.R.GEN.ITA.P.2051.004.00

PAGE

72 di/of 82

10 OPERE ELETTROMECCANICHE

10.1 ACQUA INDUSTRIALE

Per il mantenimento in efficienza dell'impianto si prevede la pulizia periodica dei moduli, stimata in circa 2 interventi annuali (durante il periodo estivo e privo di piogge), oltre alla pulizia straordinaria, conseguente al verificarsi di precipitazioni atmosferiche ad alto contenuto di pulviscolo o sabbie fini.

Il lavaggio dei moduli è previsto con acqua, senza uso di detersivi, a mezzo autobotte munita di pompa di spinta e lancia idrica manuale.

11 IMPIANTO ANTINCENDIO

11.1 INDIVIDUAZIONE DELLE ATTIVITÀ SOGGETTE A CONTROLLO DI PREVENZIONE INCENDI

L'installazione di un impianto fotovoltaico a terra non si configura tra le attività soggette al controllo dei VV.F, ai sensi del D.P.R 151/2011.

Il progetto dell'impianto antincendio viene pertanto sviluppato sulla base dei criteri generali di sicurezza antincendio previsti dal D.M. 10 marzo 1998, con riferimento ad attività non regolate da specifiche disposizioni antincendio.

In linea generale, il rischio d'incendio è da ritenere estremamente basso essendo l'impianto fotovoltaico composto in massima parte da materiali incombustibili installati all'aperto, senza impiego di materiali combustibili di qualsivoglia natura.

Le aree a rischio possono essere individuate nelle cabine elettriche in cui sono presenti i normali componenti quali quadri elettrici, trasformatori e relativi cavi elettrici etc.

Si rimanda ai paragrafi precedenti e alla planimetria generale dell'impianto per la verifica dell'accessibilità al sito dell'impianto e per la descrizione delle infrastrutture impiantistiche. L'impianto è agevolmente raggiungibile dalla viabilità ordinaria. In generale, l'impianto è realizzato all'aperto, con materiali in massima parte incombustibili. I moduli sono infatti costituiti da materiali incombustibili quali wafer sottili di silicio, lastre di vetro, telaio in lega di alluminio anodizzato; è presente in modesta quantità del materiale plastico per il rivestimento. All'interno delle cabine elettriche saranno presenti componenti elettrici (quadri, inverter, trasformatori) collegati da cavi in passerella o in cavidotti. Tutti i cavi di collegamento utilizzati nell'impianto saranno del tipo non propagante l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi in caso di incendio.

Nell'impianto sono presenti n.5 cabine di trasformazione, n. 1 cabine utente, n. 1 cabine di consegna.

Le cabine elettriche non sono presidiate. Ogni cabina sarà fornita di rivelatori d'incendio con allarme ottico ed acustico.

A protezione di tutta l'area e delle cabine elettriche a servizio dell'impianto sono posti i seguenti presidi:

- a) Mezzi di estinzione portatili;
- b) Sono previsti all'interno delle cabine elettriche estintori di capacità estinguente non inferiore a 34A-144B del tipo omologato del ministero dell'Interno in base al D.M. del 07/01/2005 se di tipo portatile o al D.M. 06.03.1992 se di tipo carrellato;
- c) Illuminazione di sicurezza.

Sono installate lungo le uscite di sicurezza lampade normalmente accese con batterie tampone che, nel caso di mancanza di tensione di rete, assicurano un illuminamento di almeno 5 lux per un tempo minimo di 1 ora. Non si ritiene utile predisporre un impianto idrico (rete idranti) a protezione dell'impianto, valutandone dannoso l'impiego sui componenti di natura elettrica presenti.

Le aree a rischio possono essere individuate nelle cabine elettriche in cui sono presenti i normali componenti quali quadri elettrici, trasformatori e relativi cavi elettrici etc.

11.2 ACCESSIBILITÀ, DESCRIZIONE IMPIANTI, DISTANZE DI SICUREZZA

Si rimanda ai paragrafi precedenti e alla planimetria generale allegata per la verifica dell'accessibilità al sito e per la descrizione degli impianti. L'impianto è comunque agevolmente raggiungibile dalla viabilità ordinaria.

11.3 VALUTAZIONE COMPLESSIVA DELLE SOSTANZE PERICOLOSE AI FINI ANTINCENDIO

In generale, l'impianto è realizzato all'aperto, con materiali in massima parte incombustibili. I moduli sono infatti costituiti da materiali incombustibili quali wafer sottili di silicio, lastre di vetro, telaio in alluminio; è presente in modesta quantità del materiale plastico per il rivestimento (film in vinilacetato di etilene e/o tedlar, classe 1 di reazione al fuoco). Le strutture di sostegno dei moduli sono realizzate in acciaio zincato infisse direttamente nel sottosuolo. All'interno delle cabine elettriche sono presenti componenti elettrici (quadri, inverter, trasformatori isolati in resina autoestinguente) collegati da cavi in passerella o in cavidotti. Tutti i cavi di collegamento sono del tipo non propagante l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi in caso di incendio.

11.4 DETERMINAZIONE DEI CORPI DI FABBRICA, COMPARTIMENTI, AREE A RISCHIO SPECIFICO AI FINI ANTINCENDIO

Le cabine elettriche non sono presidiate. Ogni cabina sarà fornita di rivelatori d'incendio con allarme ottico ed acustico.

11.5 PRESIDI ANTINCENDIO

A protezione di tutta l'area, delle attività a rischio specifico, dei depositi, degli impianti più pericolosi e dei fabbricati, sono posti i seguenti presidi:

a) Mezzi di estinzione portatili

Sono previsti all'interno delle cabine elettriche estintori di capacità estinguente non inferiore a 34A-144B del tipo omologato del ministero dell'Interno in base al D.M. del 07/01/2005 se di tipo portatile o al D.M. 06.03.1992 se di tipo carrellato.

b) Illuminazione di sicurezza

Sono installate lungo le uscite di sicurezza delle cabina, lampade normalmente accese con batterie tampone che, nel caso di mancanza di tensione di rete, assicurano un illuminamento di almeno 5 lux per un tempo minimo di 1 ora.

12 ANALISI DELLE SUPERFICI COPERTE E DEI VOLUMI DEI FABBRICATI

Si riportano nella seguente tabella le dimensioni principali dei fabbricati che interessano l'impianto:

DESCRIZIONE	Q.tà	Dim.1	Dim.2	Altezza max	Superficie Totale	Volume Totale
	[n°]	[m]	[m]	[m]	[m ²]	[m ³]
Cabinato di conversione	5	15,50	2,48	2,66	192,20	511,25
Cabina di Consegna	1	6,61	2,40	2,55	15,86	40,45
Cabina utente (MT+TSA)	1	5,77	2,50	2,55	14,43	36,78
Cabina utente (Scada + BT)	1	2,40	2,50	2,55	6,00	15,30
Cabina monitoraggio	2	6,00	2,48	2,66	29,76	79,16
Magazzino	2	5,90	4,40	2,96	51,92	153,68
Cabina di sezionamento	1	6,81	2,50	2,55	17,03	43,41
TOTALE					327,19	880,05

Dunque, il volume edificato in progetto è di 880,05 m³.

La superficie coperta dagli edifici in progetto è di 327,19 m², la superficie dei moduli è di 48.757,41 m².

13 TEMPI PER LA REALIZZAZIONE DEGLI INTERVENTI

Per il cronoprogramma degli interventi da realizzare si rimanda ad apposito elaborato allegato al progetto: XXX_DocumentazioneSpecialistica_06 - Cronoprogramma dei lavori.

14 ANALISI PAESAGGISTICO-AMBIENTALE

14.1 PIANO PAESAGGISTICO TERRITORIALE REGIONALE (PPTR)

In base alla consultazione sul Sit.Puglia del "Sistema delle Tutele: beni paesaggistici e ulteriori contesti paesaggistici" del PPTR approvato, facendo distinzione tra i beni paesaggistici (BP) per i quali il PPTR detta prescrizioni, e ulteriori contesti (UCP) per i quali il PPTR prevede misure di salvaguardia e utilizzazione; si evince che l'area impianto non interferisce con alcun bene paesaggistico, né con alcun ulteriore contesto paesaggistico.

L'area di impianto dista circa 400 metri da alcuni versanti presenti in direzione nord ovest, e circa 1km dalla Grotta Sciaiani presente a nord est rispetto all'impianto. A circa 2,5km ad est si trovano diverse grotte, che non interferiscono con le opere in progetto. Non risultano interferenze tra le componenti geomorfologiche e le opere in progetto. Le componenti idrologiche non intercettano l'area impianto, si evidenzia che a circa 300 metri in direzione ovest e direzione est sono presenti due tratti di reticoli idrografici di connessione della RER, in particolare a ovest la Lama Saete e ad est il Canale Gronci. Il cavidotto invece attraversa il Torrente d'AiellaLevrano d'Aquino, corso d'acqua tutelato ai sensi del Codice. Secondo le NTA del PPTR sono ammissibili tutti gli impianti a rete se interrati sotto strada esistente ovvero in attraversamento trasversale utilizzando tecniche non invasive che interessino il percorso più breve possibile. Il caso in esame comporta la realizzazione del cavidotto in attraversamento al canale tutelato Torrente d'AiellaLevrano d'Aquino, l'attraversamento al canale sarà realizzato in TOC in modo da interferire il meno possibile con il bene paesaggistico. A circa 200 metri dal corso tutelato, quindi esternamente alle aree vincolate, sarà realizzata la cabina di sezionamento.

Le componenti per la struttura ecosistemica ambientale sono distinte in componenti botanico vegetazionali e componenti delle aree protette. L'area impianto non interessa aree protette mentre il tracciato del cavidotto in progetto interessa l'area protetta SIC "Masseria Torre Bianca". E' presente ad ovest dell'impianto il Parco Naturale Regionale Terra delle Gravine, il cui perimetro cartografato dista, rispetto alla recinzione di progetto, circa 250 metri. L'area impianto non interferisce con componenti botanico vegetazionali. Il tracciato del cavidotto invece intercetta alcune aree boscate e fasce di rispetto e aree prati e pascoli naturali per collegarsi alla cabina primaria esistente Taranto Nord, che ricade in fascia di rispetto di area boscata. Il cavidotto in questo caso è interrato e percorre strade esistenti per permettere il collegamento alla cabina esistente. Per collegarsi alla cabina primaria esistente non risultano possibili alternative se non quella di attraversare per circa 1900 metri sia l'area perimetrata a bosco che l'area prati e pascoli naturali e per circa 300 metri un'area SIC. Da sopralluoghi in sito si è comunque riscontrato che la zona di passaggio non ha caratteristiche di area boscata, come meglio precisato nelle relazioni agronomiche allegate al progetto.

Secondo le NTA del PPTR, i siti rilevanza naturalistica, in quanto UCP, hanno misure di salvaguardia e utilizzazione definite dall'art. 73, e i prati e pascoli naturali, in quanto UCP, hanno misure di salvaguardia e utilizzazione definite dall'art. 66. La realizzazione del cavidotto non risulta

tra gli interventi non ammissibili, in quanto si realizzerà su strada esistente e non comporta alterazione degli equilibri idrogeologici o dell'assetto morfologico generale.

L'area impianto non interessa le componenti della struttura antropica e storico culturale. Il cavidotto invece attraversa la SP74 e la SP80 individuate come strade a valenza paesaggistica, e la fascia di rispetto della Masseria Vitreti. Il cavidotto percorre una viabilità esistente, e si realizzerà come cavo interrato. La realizzazione del cavidotto in attraversamento alla viabilità provinciale riconosciuta come strada a valenza paesaggistica non modificherà lo stato dei luoghi, in quanto opera interrata con relativi ripristini. Si rimanda alla relazione paesaggistica e PPTR per ulteriori approfondimenti.

14.2 REGOLAMENTO REGIONALE N. 24/2010: "AREE NON IDONE FER"

Le "Aree Non Idonee FER" sono consultabili dal SIT Puglia. La Regione Puglia in applicazione del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10/09/2010 '*Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*' si è dotata di apposito Regolamento Regionale del 30/12/2010 n. 24 *Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*, recante *l'individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia*. Ai sensi del R.R. 24/2010 l'area di impianto non interferisce con aree non idonee alla realizzazione di impianti alimentati da FER ai sensi del R.R. 24/2010. Si precisa che ai sensi dell'art. 4 (Individuazione delle aree e siti non idonee alla localizzazione di determinate tipologie di impianti) c.1 Nelle aree e nei siti elencati nell'allegato 3 (Elenco di aree e siti non idonei all'insediamento di specifiche tipologie di impianti da fonti rinnovabili) del citato regolamento, non è consentita la localizzazione delle specifiche tipologie di impianti da fonti energetiche rinnovabili indicate per ciascuna area e sito. La realizzazione delle sole opere di connessione relative ad impianti esterni alle aree e siti non idonei è consentita previa acquisizione degli eventuali pareri previsti per legge. Si rimanda allo studio di impatto ambientale per eventuali approfondimenti.

14.3 AREE NATURALI PROTETTE

Per la verifica si fa riferimento:

- Componenti delle Aree Protette e dei Siti Naturalistici e Componenti Botanico Vegetazionali, di cui al punto 6.2 del Sistema delle Tutele del PPTR,
- La sezione Parchi, Aree Protette, Ulivi Monumentali del www.sit.puglia.it contenente:
 - Parchi Nazionali,
 - Aree Naturali Marine Protette,
 - Riserve Naturali Statali,
 - Parchi e Riserve Naturali Regionali,
 - Rete Natura 2000 costituita, ai sensi della Direttiva "Habitat", dalle Zone Speciali di conservazione (ZSC), dai Siti d'Importanza Comunitaria (SIC) e dalle Zone di Protezione Speciale (ZPS) prevista dalla Direttiva "Uccelli" oltre che dagli habitat e delle specie animali e vegetali definiti nelle Direttive 92/43/CE e 09/147/CE,
 - Important Bird Areas (IBA),
 - Aree umide di RAMSAR,
 - Ulivi monumentali ai sensi dell'art. 5 della Legge Regionale 14/2007.
- Vincoli in rete (<http://vincoliinrete.beniculturali.it/>) per i Siti Unesco;

L'area di impianto non intercetta aree naturali protette, mentre il cavidotto in progetto interferisce con un'area protetta SIC IT9130002 Masseria Torre Bianca . L'intorno vede la presenza di zone SIC/ZPS, ossia:

- SIC IT9130005 Murgia di Sud Est, in direzione nord, distante circa 4 km dall'area impianto,
- SIC IT9130002 Masseria Torre Bianca, in direzione sud ovest distante circa 1 km dal punto di connessione e oltre 5 km dall'area impianto.

È presente il Parco Naturale Regionale Terra delle Gravine, a circa 300 metri dall'area impianto, in direzione nord ovest, avente fascia di rispetto di 100metri.

La RER individuata a livello regionale non intercetta l'area impianto né il cavidotto in progetto.

Non risultano presenti aree IBA, siti Unesco né zone Ramsar nell'intorno di 10 km dall'area impianto.

Si rimanda alla relazione floro faunistica/screening VInCA e allo studio di impatto ambientale per eventuali approfondimenti.

14.4 RISCHIO IDROGEOLOGICO ED IDRAULICO

14.4.1 PIANO STRALCIO DI BACINO REGIONALE PUGLIA E INTERREGIONALE OFANTO (EX ADB PUGLIA)

Il piano di bacino per l'assetto idrogeologico dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia, è finalizzato al miglioramento delle condizioni del regime idraulico e della stabilità geomorfologica necessari a ridurre gli attuali livelli di pericolosità e a consentire uno sviluppo del territorio sostenibile rispetto agli

asesti naturali ed alla loro tendenza evolutiva.

Il PAI della Regione Puglia per il rischio idrogeologico individua le seguenti aree a pericolosità geomorfologica:

- Aree a pericolosità geomorfologica molto elevata (P.G.3): porzione di territorio interessata da fenomeni franosi attivi o quiescenti.
- Aree a pericolosità geomorfologica elevata (P.G.2): porzione del territorio caratterizzata dalla presenza di due o più fattori predisponenti l'occorrenza di instabilità di versante e/o sede di frana stabilizzata.
- Aree a pericolosità geomorfologica media e bassa (P.G.1): porzione di territorio caratterizzata da bassa suscettività geomorfologica all'instabilità.

Per quanto attiene alla pericolosità idraulica individua le seguenti classi di pericolosità:

Aree ad alta pericolosità idraulica (A.P.): porzione di territorio soggette ad essere allagate per eventi di piena con tempo di ritorno inferiore o pari a 30 anni.

- Aree a media pericolosità idraulica (M.P.): porzione di territorio soggette ad essere allagate per eventi di piena con tempo di ritorno compreso fra 30 e 200 anni.
- Aree a bassa pericolosità idraulica (B.P.): porzione di territorio soggette ad essere allagate per eventi di piena con tempo di ritorno compreso fra 200 e 500 anni.

Inoltre sulla base del DPCM del 29 settembre 1998 sono individuate le aree a rischio:

- ✓ Molto elevato (R4)
- ✓ Elevato (R3)
- ✓ Medio (R2)
- ✓ Moderato (R1)

L'area impianto non interferisce con aree a pericolosità idraulica o geomorfologica. Il cavidotto in progetto non intercetta aree a pericolosità idraulica né geomorfologica, come si evince dall'elaborato di inquadramento rispetto al PAI. Intercetta però, in corrispondenza del Canale Levrano, una zona a rischio R2. Tuttavia l'attraversamento del Canale Levrano deve essere eseguito in TOC e si rimanda allo studio geologico e idrologico idraulico per eventuali approfondimenti.

14.4.2 VINCOLO IDROGEOLOGICO

La Regione Puglia, area politiche per lo sviluppo rurale, servizio foreste, ha competenza in materia di vincolo idrogeologico ai sensi del R.D. 3267/1923 e RDL 1126/1926. Con R.R. n. 9 del 11/03/2015 la Regione emana il regolamento per i terreni sottoposti a vincolo idrogeologico e relative norme. L'area di progetto non risulta essere soggetta a vincolo idrogeologico, sia secondo la cartografia riportata nel PPTR, e sia secondo quanto disponibile da sit.puglia.it.

14.5 CARTA IDROGEOMORFOLOGICA

La giunta regionale della Regione Puglia, con delibera n. 1792 del 2007, ha affidato all'Autorità di Bacino della Puglia il compito di redigere una nuova Carta Idrogeomorfologica del territorio pugliese, quale parte integrante del quadro conoscitivo del nuovo Piano Paesaggistico Territoriale regionale

(PPTR), adeguato al Decreto Legislativo 42/20047.

La nuova Carta Idrogeomorfologica della Puglia, in scala 1: 50.000, ha come principale obiettivo quello di costituire un quadro di conoscenze, coerente e aggiornato, dei diversi elementi fisici che concorrono all'attuale configurazione dell'assetto morfologico e idrografico del territorio, delineandone i caratteri morfografici e morfometrici ed interpretandone l'origine in funzione dei processi geomorfici, naturali ed antropici.

La Carta Idrogeomorfologica della Puglia ha seguito un percorso strettamente definito e cadenzato che ha previsto un approfondimento continuo e costante del quadro conoscitivo fisico del territorio, sulla base anche della nuova cartografia tecnica e delle immagini disponibili e di conseguenti elaborazioni e valutazioni.

Tale cartografia risulta quindi sicuramente più aggiornata e precisa rispetto alla serie n. 10 geomorfologia del PUTT, che lo sostituisce, considerata la scala di elaborazione del piano stesso, redatta sulla base delle carte CTR in scala 1:5000.

Dall'analisi della cartografia disponibile, sia dal webgis dell'AdB Puglia sia considerando la carta idrogeomorfologica regionale, non risultano particolari interferenze tra l'area impianto e il tracciato del caviodotto in progetto, ad eccezione dell'attraversamento con il Canale d'AiellaLevrano. Si rimanda alla relazione geologica per eventuali approfondimenti.

15 ANALISI ECONOMICA E OCCUPAZIONALE DELL'INIZIATIVA

15.1 POSSIBILITÀ DI MERCATO

L'energia prodotta dalla centrale in progetto è prodotta da fonte rinnovabile. Grazie all'attenzione per la sostenibilità ambientale, la richiesta di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica sta aumentando. Non va dimenticato che sia i produttori che gli importatori di energia hanno l'obbligo di immettere annualmente una "quota" di energia prodotta da fonti rinnovabili; tale parte può essere utilizzata direttamente o venduta per essere immessa nuovamente nella rete di distribuzione.

15.2 RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

Tra i vantaggi socio-economici associati alla realizzazione di un impianto fotovoltaico, il primo è rappresentato dal risparmio sulla bolletta energetica nazionale, dal momento che si fa uso di una fonte di energia rinnovabile.

Altri possibili effetti positivi riguardano più specificatamente le comunità che vivono nella zona di installazione.

Sul piano socio-economico gli impatti derivanti dalla realizzazione di un impianto fotovoltaico sono sicuramente positivi in quanto generano ricadute occupazionali temporanee (con la manodopera locale, relativamente alla costruzione di nuovi impianti) ed anche permanenti (per la gestione e la manutenzione dei parchi fotovoltaici insieme alla potenziale coltivazione di foraggio e pascolo).

Dunque, in generale, la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, la sua manutenzione, l'utilizzo agrario del suolo e la sua dismissione, producono un impatto positivo sull'indice di occupazione locale con la conseguente ricaduta economica e sociale sull'intero territorio.

16 COLLEGAMENTO DELLA CENTRALE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE

La società e-distribuzione S.p.A. tramite codice di rintracciabilità **T0737814**, ha inoltrato il preventivo di connessione alla rete MT per l'impianto di produzione da fonte Solare sito nel Comune di Grottaglie (TA), in c.da Angiulli SNC per una potenza in immissione richiesta di 8500,00 kW. Di seguito vengono dettagliati i criteri di connessione alla rete del distributore:

L'impianto in questione sarà allacciato alla rete di Distribuzione, ad una tensione nominale a 20kV, tramite la realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina primaria AT/MT "TARANTO NORD SEZMT". È prevista inoltre una richiusura su una linea MT aerea esistente, LINEA MT MONTEMESOLA (D53027124), nella tratta tra i nodi "3-261887" e "4-160728". Nella tratta di connessione in cavo interrato tra la cabina di consegna e la cabina primaria AT/MT suddetta, è prevista la realizzazione di una cabina di sezionamento di tipo "box" caratterizzata da scomparti elettromeccanici di tipo motorizzato.

In particolare la STMG prevede la realizzazione dei seguenti impianti:

- SCOMPARTO INTERRUTTORE MT DI CABINA PRIMARIA ED APPARRECCHIATURE CONNESSE
- LINEA IN CAVO SOTTERRANEO AL 185 mm² SU TERRENO NATURALE: m 7410
- LINEA IN CAVO SOTTERRANEO AL 185 mm² SU STRADA ASFALTATA CON RIEMPIMENTO IN INERTE NATURALE ERIPRISTINI: m 1600
- CABINA DI SEZIONAMENTO UNIFICATA DI TIPO "BOX INSERITA SU LINEA IN CAVO SOTTERRANEO"
- ALLESTIMENTO CABINA DI CONSEGNA ENTRA-ESCE
- NUOVO DISPOSITIVO DI SEZIONAMENTO IN CABINA SECONDARIA ESISTENTE
- MONTAGGI ELETTROMECCANICI CON 2 SCOMPARTI DI LINEA+CONSEGNA: 1
- DISPOSITIVO DI SEZIONAMENTO MOTORIZZATO DA PALO SU LINEA AEREA ESISTENTE

Per quanto concerne il progetto delle opere di connessione, si farà fede al progetto riportato nella STMG e descritta negli elaborati progettuali; eventuali lievi modifiche che si potrebbero presentare durante la fase di costruzione saranno concordate con il gestore e riportati negli elaborati progettuali.